



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Instalación fotovoltaica sobre un invernadero de acelgas

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

AUTOR/A: Vicedo Soler, Alejandro

Tutor/a: Donderis Quiles, Vicente

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Diseño

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN  
INVERNADERO DE ACELGAS

Trabajo Fin de Grado

Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

AUTOR/A: Alejandro Vicedo Soler  
Tutor/a: Vicente Donderis Quiles  
Cotutor/a: Pedro Martín Concepción  
CURSO ACADÉMICO: 2021-2022



## Agradecimientos

*A mi familia y a mi novia, que han estado apoyándome en todo momento.*



## Resumen

La sociedad actual presenta una tendencia directa hacia la generación energética verde, tratando de reducir al máximo el consumo de fuentes de generación de energía no renovables. Los elevados precios en las facturas de la luz, la continua emisión de agentes contaminantes hacia el medioambiente y la limitación de recursos que presenta la generación de energía a través de combustibles fósiles, ha llevado a la población a barajar la posibilidad de realizar una instalación de autoconsumo que satisfaga y cubra sus necesidades energéticas. Es por ello que la energía solar fotovoltaica ha estado experimentado un crecimiento exponencial a lo largo de los últimos años, favoreciendo su aplicación en la gran mayoría de ámbitos existentes y permitiendo un continuo desarrollo de su tecnología, generando así un notable incremento en los rendimientos de los equipos.

A través de este proyecto, se realizará el diseño y dimensionado de una instalación solar fotovoltaica sobre un invernadero de vidrio de acelgas, también a diseñar. En lo que respecta al apartado eléctrico, se tratará de instalar la mayor cantidad de módulos fotovoltaicos posible, permitiendo así, cubrir las necesidades energéticas de los diferentes receptores eléctricos y, a su vez, posibilitando la venta e inyección del excedente a red. También se ha de destacar que el sistema podrá inyectar electricidad procedente de la Red Eléctrica Española en el caso de que fuera necesario.

El proyecto estará dividido en cuatro documentos:

Se comenzará desarrollando la memoria. En ella se va a explicar la teoría básica para comprender este tipo de instalaciones y, a su vez, las definiciones y detalles técnicos de los diferentes elementos que compondrán la instalación. Además, también se van a encontrar los cálculos necesarios realizados para el desarrollo y diseño de la misma.

Una vez terminada la memoria, se va a proceder a realizar el presupuesto y estudio económico de la instalación. Este documento va a iniciar mostrando el presupuesto necesario para la instalación eléctrica, incluyendo horas de oficina, gastos por la mano de obra e incluso el costo de la construcción del invernadero de vidrio. Seguidamente, se mostrará un análisis energético que nos permita observar la capacidad de generación eléctrica que presentará la instalación a lo largo de los años. Para el cierre de este documento, se va a realizar el estudio económico del sistema. Gracias a él, se podrá observar la viabilidad y rentabilidad del proyecto.

El tercer documento lo formarán los diferentes planos que han sido empleados en la realización del proyecto. Desde los planos de emplazamiento del invernadero, pasando por los esquemas de conexiones eléctricos, hasta los planos de las diferentes partes mecánicas que formarán la estructura del invernadero diseñado.

El cuarto y último documento será el pliego de condiciones, donde se fijarán las condiciones técnicas mínimas que debe cumplir una instalación solar fotovoltaica conectada a red.

Finalmente, se encontrarán los Anexos, entre los que se va a poder distinguir desde los cálculos de la estructura del invernadero, hasta las fichas técnicas de los diferentes componentes empleados en la instalación.



## Abstract

Today's society shows a direct trend towards green energy generation, trying to minimize the consumption of non-renewable energy generation sources. The high prices of electricity bills, the continuous emission of polluting agents into the environment and the limitation of resources presented by the generation of energy through fossil fuels, have led the population to consider the possibility of carrying out an installation of self-consumption that satisfies and covers their energy needs. That is why photovoltaic solar energy has experienced exponential growth over the last few years, favoring its application in the vast majority of existing areas and allowing continuous development of its technology, thus generating a notable increase in the yields of the teams.

Through this project, the design and dimensioning of a photovoltaic solar installation will be carried out on a chard glass greenhouse, also to be designed. As far as the electrical section is concerned, the aim will be to install as many photovoltaic modules as possible, thus allowing the energy needs of the different electrical receivers to be covered and, in turn, enabling the sale and injection of the surplus into the grid. It should also be noted that the system will be able to inject electricity from the Spanish Electricity Grid if necessary.

The project will be divided into four documents:

It will start by developing memory. It will explain the basic theory to understand this type of installation and, in turn, the definitions and technical details of the different elements that make up the installation. In addition, you will also find the necessary calculations made for the development and design of it.

Once the memory is finished, the budget and economic study of the installation will be carried out. This document will start by showing the necessary budget for the electrical installation, including office hours, labor expenses and even the cost of building the glass greenhouse. Next, an energy analysis will be shown that allows us to observe the electricity generation capacity that the installation will present over the years. For the closing of this document, the economic study of the system will be carried out. Thanks to it, the feasibility and profitability of the project can be observed.

The third document will be made up of the different plans that have been used in carrying out the project. From the location plans of the greenhouse, through the electrical connection diagrams, to the plans of the different mechanical parts that will form the structure of the designed greenhouse.

The fourth and last document will be the specifications, where the minimum technical conditions that a grid-connected photovoltaic solar installation must meet will be established.

Finally, the Annexes will be found, among which it will be possible to distinguish from the calculations of the greenhouse structure, to the technical sheets of the different components used in the installation.



## Índice

DOCUMENTO Nº1: MEMORIA .....	11
1. Introducción.....	14
1.1 Objeto .....	14
1.2 Antecedentes .....	14
1.2.1 ¿Qué es la electricidad?.....	15
1.2.2 Historia de la producción de energía eléctrica .....	16
1.2.3 Energías renovables .....	18
1.2.4 Tipos de energía solar .....	20
1.2.5 Energía solar fotovoltaica .....	23
1.2.6 Invernaderos de vidrio .....	25
2. Componentes de un sistema fotovoltaico con conexión a red.....	27
2.1 Módulos fotovoltaicos .....	27
2.2 Inversor .....	34
2.3 Contador bidireccional.....	36
2.4 Cableado .....	37
2.5 Elementos de protección .....	38
2.5.1 Protecciones de C.C .....	38
2.5.2 Protecciones de C.A .....	39
2.6 Puesta a tierra.....	41
2.7 Estructura.....	42
2.8 Softwares utilizados .....	43
3. Diseño de la instalación fotovoltaica .....	44
3.1 Dimensionado e información del invernadero .....	44
3.1.1 Ubicación .....	45
3.1.2 Radiación solar.....	45
3.1.3 Consumo energético del invernadero .....	50
3.2 Elección de los componentes de la instalación.....	51
3.2.1 Módulos fotovoltaicos .....	51



3.2.2 Inversor .....	54
3.3 Marco legal .....	58
3.3.1 Legislación del sistema fotovoltaico .....	58
3.3.1 Legislación de la estructura del invernadero .....	59
3.4 Cálculos de los elementos de la instalación .....	59
3.4.1. Cálculo de los módulos necesarios .....	61
3.4.2 Cálculos del inversor .....	63
3.4.3 Configuración y dimensionado de los paneles fotovoltaicos.....	63
3.4.4 Número máximo de paneles a instalar .....	69
3.4.5 Potencia total instalada .....	71
3.4.6 Cálculos del inversor .....	71
3.4.7 Configuración y dimensionado de los paneles fotovoltaicos.....	72
3.4.8 Cálculos del cableado.....	75
3.4.9 Cálculos de los elementos de protección .....	81
3.4.10 Cálculos de la puesta a tierra .....	85
<b>DOCUMENTO Nº2: PRESUPUESTO Y ESTUDIO ECONÓMICO.....</b>	<b>89</b>
<b>4. Presupuesto y análisis de la instalación .....</b>	<b>91</b>
4.1 Presupuesto .....	91
4.2 Análisis energético a lo largo de los años .....	93
4.2.1 Generación eléctrica por simulación .....	93
4.2.2 Generación eléctrica teórica.....	97
4.2.3 Generación eléctrica a lo largo de 25 años .....	98
4.3 Análisis económico a lo largo de los años .....	100
4.3.1 Coste del kWh en el primer año .....	100
4.3.2 Coste del kWh tras 25 años .....	101
4.3.3 Beneficio por venta de excedente a lo largo de 25 años .....	102
4.3.4 Ahorro en la tarifa de la luz a lo largo de 25 años .....	104
4.3.5 Beneficio de la instalación a lo largo de 25 años .....	106



4.3.6 Cálculo del VAN, TIR y ROI .....	106
4.4 Conclusión.....	110
DOCUMENTO Nº3: PLANOS.....	111
DOCUMENTO Nº4: PLIEGO DE CONDICIONES .....	134
5. Pliego de condiciones técnicas aplicadas al proyecto.....	136
5.1 Objeto .....	136
5.2 Generalidades .....	136
5.3 Componentes y materiales .....	137
5.3.1 Generalidades.....	137
5.3.2 Sistemas generadores fotovoltaicos.....	138
5.3.3 Estructura soporte.....	139
5.3.5 Cableado.....	141
5.3.6 Conexión a red.....	141
5.3.7 Medidas.....	141
5.3.8 Protecciones .....	142
5.3.9 Puesta a tierra .....	142
5.3.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética .....	142
5.3.11 Medidas de seguridad .....	142
5.4 Recepción y pruebas .....	143
5.5 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento .....	144
5.6 Garantías.....	145
BIBLIOGRAFÍA .....	148
ANEXOS.....	150
ANEXO Nº1: CÁLCULO Y DISEÑO DEL INVERNADERO.....	151
ANEXO Nº2: FICHAS TÉCNICAS .....	168

## Índice de figuras

Figura 1. Representación de un catión y anión (Fuente: Sciencenotes.org).....	15
Figura 2. Primera central eléctrica española, año 1875 (Fuente: Europapress.es).....	17
Figura 3. Porcentaje de la generación de energía con fuentes no renovables (Fuente: Ourworldindata.org).....	18
Figura 4. Porcentaje de generación de energía mediante fuentes renovables (Fuente: Ourworldindata.org).....	19
Figura 5. Generación de energía mediante fuentes renovables a nivel global (Fuente: Pv-magazine.es).....	20
Figura 6. Instalación termosolar (Fuente: Tecpa.es).....	21
Figura 7. Instalación termosolar de uso doméstico (Fuente: Tecpa.es).....	21
Figura 8. Instalación solar fotovoltaica (Fuente: Eleconomista.es).....	22
Figura 9. Instalación solar pasiva (Fuente: Dw.com).....	22
Figura 10. Generación de energía eléctrica en un módulo fotovoltaico (Fuente: YouTube “Lesics Española”).....	24
Figura 11. Evolución precio por vatio instalado a lo largo de los años (Fuente: Blogs.cdecomunicacion.es).....	24
Figura 12. Invernadero de vidrio (Fuente: Fertri.com).....	25
Figura 13. Elementos de una instalación fotovoltaica con conexión a red (Fuente: Almerichestudio.es).....	27
Figura 14. Revestimientos de un módulo fotovoltaico (Fuente: Dsolar.com).....	28
Figura 15. Tipos de Módulos fotovoltaicos (Fuente: Tritec-intervento.cl).....	29
Figura 16. Tecnología convencional vs PERC (Fuente: Energias-renovables.com).....	30
Figura 17. Modelos de full y half cells (Fuente: ecosoch.com).....	30
Figura 18. Tecnología bifacial (Fuente: dsolar.com).....	31
Figura 19. Curva de potencia de una célula fotovoltaica (Fuente: autosolar.com).....	31
Figura 20. Efecto de la temperatura sobre la tensión de los módulos (Fuente: Energias-renovables.com).....	32
Figura 21. Efecto de la irradiancia sobre la intensidad de corriente (Fuente: Ingelibreblog.wordpress.com).....	33
Figura 22. Inversor fotovoltaico (Fuente: Coelectrix.com).....	34
Figura 23. Diferentes tipos de onda de un inversor (Fuente: Calculosolar.com).....	35
Figura 24. Contador bidireccional (Fuente: Efimarket.com).....	36
Figura 25. Fusible gPV (Fuente: Rebas.com).....	38
Figura 26. Descargador de sobretensiones (Fuente: Interempresas.net).....	39
Figura 27. Descargador de sobretensiones (Fuente: Cirprotect.com).....	39
Figura 28. Interruptor magnetotérmico (Fuente: Eriacomponentes.es).....	40
Figura 29. Interruptor diferencial (Fuente: Revalco.es).....	40
Figura 30. Partes de una puesta a tierra (Fuente: Elvatron.com).....	41
Figura 31. Esquema de tierra TT (Fuente: Ingenieroelectrico.net).....	42
Figura 32. Modulo básico del invernadero 8x4 (Fuente: Propia).....	44
Figura 33. Módulo fotovoltaico Hiku Mono PERC 450Wp (Fuente: Teknosolar.com).....	53
Figura 34. Conexión en serie de módulos fotovoltaicos (Fuente: Autosolar.pe).....	53
Figura 35. Conexión en paralelo de módulos fotovoltaicos (Fuente: Autosolar.pe).....	54
Figura 36. Inversor PRIMO 5.0-1 (Fuente: Fronius.com).....	56
Figura 37. Inversor MAX 60KTL3 LV (Fuente: Tiensoles.es).....	57



Figura 38. Esquema de la normativa de sistemas fotovoltaicos (Fuente: Censolar.org) .....	58
Figura 39. Flujograma del diseño de instalación (Fuente: Propia) .....	60
Figura 40. Modelo invernadero 3D (Fuente: Propia) .....	69
Figura 41. Modelo invernadero explosionado (Fuente: Propia) .....	70
Figura 42. Gráfico de barras de la generación fotovoltaica mensual en la cubierta 1 (Fuente: Propia) .....	95
Figura 43. Gráfico de barras de la generación fotovoltaica mensual en la cubierta 2 (Fuente: Propia) .....	97
Figura 44. Evolución en el precio del MWh en España (Fuente: Es.statista.com) .....	104
Figura 45. Modelo 3D de la estructura del invernadero (Fuente: Propia) .....	152
Figura 46. Pórtico frontal (Fuente: Propia) .....	153
Figura 47. Alzado lateral del invernadero (Fuente: Propia) .....	153
Figura 48. Carga permanente: peso propio, vidrio y paneles solares (Fuente: Propia) .....	154
Figura 49. Coeficientes de la presión del viento (Fuente: CTE).....	156
Figura 50. Coeficientes de la presión del viento en los laterales (Fuente: CTE).....	156
Figura 51. Coeficientes de la presión del viento en la cubierta (Fuente: CTE).....	157
Figura 52. Resultado de las deformaciones verticales máximas (Fuente: Propia).....	158
Figura 53. Deformaciones horizontales verticales (Fuente: Propia) .....	159
Figura 54. Diagrama de axiles (AP + Nieve) (Fuente: Propia).....	161
Figura 55. Diagrama de cortantes (AP + Nieve) (Fuente: Propia) .....	161
Figura 56. Diagrama de momentos My (AP + nieve) (Fuente: Propia).....	162
Figura 57. Diagrama de axiles (AP + viento) (Fuente: Propia).....	162
Figura 58. Diagrama de cortantes My (AP + viento) (Fuente: Propia) .....	163
Figura 59. Diagrama de momentos My (AP + viento) (Fuente: Propia) .....	163
Figura 60. Diagrama de Tensiones de Von Mises (Fuente: Propia).....	164
Figura 61. Comprobación de Tensiones Von Mises en la viga (Fuente: Propia) .....	165
Figura 62. Comprobación de Tensiones Von Mises en la correa (Fuente: Propia) .....	166
Figura 63. Cálculo de los tiros de cimentación (Fuente: Propia).....	166

## Índice de tablas

Tabla 1. Datos básicos del invernadero (Fuente: Propia).....	45
Tabla 2. Radiación y temperatura para 40º de inclinación y +40 de azimut (Fuente: Propia) .....	47
Tabla 3. Radiación y temperatura para 40º de inclinación y -140 de azimut (Fuente: Propia).....	47
Tabla 4. Radiación y temperatura para 25º de inclinación y +40 de azimut (Fuente: Propia) .....	48
Tabla 5. Radiación y temperatura para 25º de inclinación y -140 de azimut (Fuente: Propia).....	49
Tabla 6. Radiación y temperatura para 36º de inclinación y 0º de azimut (Fuente: Propia) .....	49
Tabla 7. Consumo eléctrico de los receptores del vivero (Fuente: Propia).....	50
Tabla 8. Consumo eléctrico mensual y diario medio (Fuente: Propia) .....	51



Tabla 9. Modelos de módulos fotovoltaicos (Fuente: Propia) .....	52
Tabla 10. Modelos de inversores fotovoltaicos (Fuente: Propia) .....	55
Tabla 11. Modelos de inversores fotovoltaicos de elevada potencia fotovoltaica (Fuente: Propia) .....	56
Tabla 12. Diferentes métodos de instalación de cableado (Fuente: UNE-HD 60364-5-52) .....	77
Tabla 13. Corrientes máximas según la sección, método de instalación y aislante aplicado (Fuente: UNE-HD 60364-5-52)..	78
Tabla 14. Longitud y sección de los diferentes tramos de C.C (Fuente: Propia)) .....	79
Tabla 15. Resistividad normalizada según la naturaleza del terreno (Fuente: Fuente: ITC-BT-18).....	86
Tabla 16. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase (Fuente: ITC-BT-18).....	87
Tabla 17. Presupuesto seccionado de la instalación y estructura (Fuente: Propia).....	92
Tabla 18. Resumen del presupuesto de la instalación y estructura (Fuente: Propia).....	93
Tablas 19. y 20. Generación fotovoltaica a lo largo de un año en la cubierta 1 (Fuente: Propia).....	94
Tablas 21. y 22. Generación fotovoltaica a lo largo de un año en la cubierta 2 (Fuente: Propia).....	96
Tabla 23. Producción, consumo y excedente a lo largo de 25 años (Fuente: Propia).....	99
Tabla 24. Resumen del presupuesto de la instalación tras 25 años (Fuente: Propia).....	101
Tabla 25. Resumen del beneficio por venta a red tras 25 años (Fuente: Propia) .....	103
Tabla 26. Ahorro mensual y anual en la factura de la luz (Fuente: Propia) .....	105
Tabla 27. Ahorro esperado a lo largo de 25 años en la factura de la luz (Fuente: Propia) .....	105
Tabla 28. Inversión inicial y flujos de caja (Fuente: Propia) .....	107
Tabla 29. Resumen de los indicadores financieros (Fuente: Propia).....	110
Tabla 30. Coeficientes de exposición según CTE DB SE Acciones (Fuente: CTE DB SE Acciones).....	155
Tabla 31. Clasificación de secciones en aluminio según Eurocódigo 3 (Fuente: Eurocódigo 3).....	160
Tabla 32. Clasificación de secciones (Fuente: Propia).....	160
Tabla 33. Resistencia de los pernos de anclaje de las placas de anclaje (Fuente: Fator).....	167



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

## INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN INVERNADERO DE ACELGAS CON CONEXIÓN A RED

### DOCUMENTO N°1: MEMORIA GRADO ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

AUTOR/A: Alejandro Vicedo Soler  
Tutor/a: Vicente Donderis Quiles  
Cotutor/a: Pedro Martín Concepción  
CURSO ACADÉMICO: 2021-2022



## Índice

1. Introducción .....	14
1.1 Objeto .....	14
1.2 Antecedentes.....	14
1.2.1 ¿Qué es la electricidad?.....	15
1.2.2 Historia de la producción de energía eléctrica .....	16
1.2.3 Energías renovables.....	18
1.2.4 Tipos de energía solar.....	20
1.2.5 Energía solar fotovoltaica .....	23
1.2.6 Invernaderos de vidrio.....	25
2. Componentes de un sistema fotovoltaico con conexión a red.....	27
2.1 Módulos fotovoltaicos .....	27
2.2 Inversor .....	34
2.3 Contador bidireccional.....	36
2.4 Cableado .....	37
2.5 Elementos de protección .....	38
2.5.1 Protecciones de C.C.....	38
2.5.2 Protecciones de C.A.....	39
2.6 Puesta a tierra.....	41
2.7 Estructura .....	42
2.8 Softwares utilizados.....	43
3. Diseño de la instalación fotovoltaica .....	44
3.1 Dimensionado e información del invernadero .....	44
3.1.1 Ubicación .....	45
3.1.2 Radiación solar .....	45
3.1.3 Consumo energético del invernadero .....	50
3.2 Elección de los componentes de la instalación.....	51
3.2.1 Módulos fotovoltaicos.....	51
3.2.2 Inversor.....	54
3.3 Marco legal .....	58
3.3.1 Legislación del sistema fotovoltaico.....	58
3.3.1 Legislación de la estructura del invernadero.....	59



3.4 Cálculos de los elementos de la instalación.....	59
3.4.1. Cálculo de los módulos necesarios.....	61
3.4.2 Cálculos del inversor.....	63
3.4.3 Configuración y dimensionado de los paneles fotovoltaicos .....	63
3.4.4 Número máximo de paneles a instalar.....	69
3.4.5 Potencia total instalada.....	71
3.4.6 Cálculos del inversor.....	71
3.4.7 Configuración y dimensionado de los paneles fotovoltaicos .....	72
3.4.8 Cálculos del cableado .....	75
3.4.9 Cálculos de los elementos de protección .....	81
3.4.10 Cálculos de la puesta a tierra.....	85



## 1. Introducción

### 1.1 Objeto

El objetivo de este proyecto es el dimensionado y diseño completo de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo con excedente sobre un vivero de acelgas de vidrio. Dicha instalación será de 85,5 kWp instalados, presentará conexión a red y cumplirá con los requisitos legales para la venta de energía, por lo que permitirá cubrir las necesidades energéticas del vivero, y a su vez la venta de excedente a la Red Eléctrica. Cabe mencionar que, al tratarse de un invernadero a diseñar, los valores de consumos energéticos serán aproximados. Además, se va a necesitar emplear conexión trifásica en la parte de corriente alterna del circuito, debido a que el uso de las herramientas del vivero, requieren de ella.

La instalación se encuentra situada en la provincia de Alicante, concretamente en la pedanía del Valverde del municipio de Elche. Se trata de una localización estratégica a la hora de aprovechar la energía proveniente del sol, debido a la abundante cantidad de horas de sol aprovechables que presenta a lo largo del año.

Para poder obtener un mejor rendimiento de la instalación, se realizará el montaje en posición libre, es decir, sobre una estructura de acero inoxidable fija que también será diseñada. Esta estructura estará situada sobre el propio invernadero, garantizando así la correcta inclinación y ventilación de los paneles. A su vez, se tratará de minimizar al máximo las sombras producidas entre los módulos fotovoltaicos y en medida de lo posible, las producidas sobre el cultivo. Estas últimas no serán un factor crucial a considerar a la hora de diseñar la instalación debido a que la acelga presenta escasos requerimientos de luminosidad y a su vez, puede soportar temperaturas muy elevadas, de hasta 35°C.

Como se trata un invernadero a diseñar, se ha decidido realizar los cálculos y diseño del mismo en este proyecto. Por lo que al final del mismo, se adjuntará una pequeña memoria de cálculo en forma de Anexo, en la que se mostrará los cálculos obtenidos para la comprobación de un buen comportamiento de la estructura frente a los diferentes esfuerzos que podrá sufrir debido a la propia estructura y a los agentes externos como lo pueden ser, los fenómenos meteorológicos. Cabe destacar que, al tratarse de un proyecto enfocado en la parte eléctrica, la gran mayoría de cálculos de la estructura han sido realizados de forma simulada y con menos profundidad que los de la parte eléctrica.

### 1.2 Antecedentes

La generación de energía eléctrica es una actividad que, desde su descubrimiento, ha dotado a la humanidad de privilegios que antiguamente no eran alcanzables, tales como: el alumbrado eléctrico del que disponemos, la electrificación de las casas, nuevos medios de transporte, el desarrollo de dispositivos electrónicos, etc. En definitiva, gracias a ella, los seres humanos podemos gozar de una mejor calidad de vida.

Pero para entender cómo han ido evolucionando las tecnologías aplicadas hasta llegar a la posibilidad de generar energía aprovechando únicamente la radiación solar, vamos a explicar y comprender conceptos más sencillos como: ¿Qué es la electricidad? o ¿cómo se puede llegar a generar energía eléctrica a través de la energía procedente del sol?

Los siguientes apartados servirán para llegar a comprender ambas incógnitas y profundizar sobre ellas.

### 1.2.1 ¿Qué es la electricidad?

La electricidad es un fenómeno físico que tiene lugar cuando se produce el movimiento de una pequeña partícula llamada electrón. Estas partículas (que presentan carga eléctrica negativa) se encuentran en movimiento a lo largo de la órbita de los átomos, que, a su vez, están formados por un núcleo de protones (con carga eléctrica positiva) y neutrones (sin carga eléctrica). Tanto los electrones y los protones presentan la misma cantidad de carga eléctrica, teniendo como diferencia su signo.

Un átomo en equilibrio presenta el mismo número de electrones que de protones, por lo que se considera con carga eléctrica nula. Sin embargo, se pueden dar dos situaciones en las que el mismo queda cargado positiva o negativamente y se transforma en lo que se conoce como un ion.

Se pueden formar dos tipos de iones:

**-Catión:** Se trata de un átomo que queda cargado positivamente por la pérdida de uno o varios electrones.

**-Anión:** Es el caso contrario, se obtiene cuando un átomo gana uno o varios electrones, quedando así, cargado negativamente.

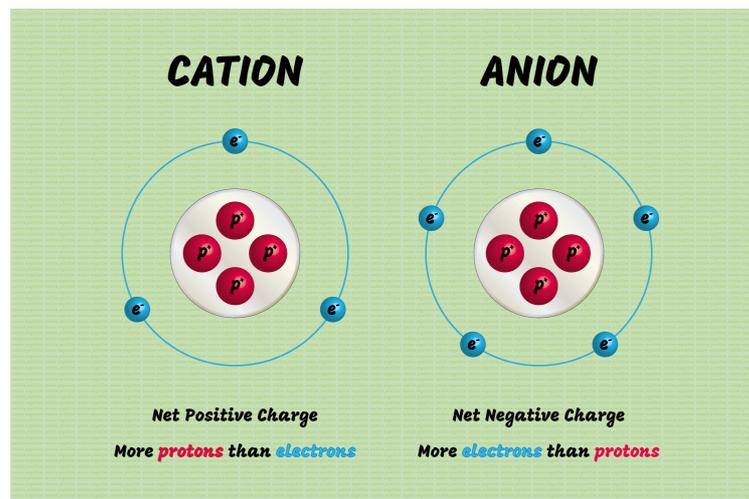


Figura 1. Representación de un catión y anión (Fuente: Sciencenotes.org)

Cuando se fuerza a un electrón a abandonar su órbita, deja en su lugar un hueco, el cual será ocupado por otro electrón de un átomo vecino. El átomo que cede el electrón, a su vez, deja otro hueco que será ocupado por un electrón del átomo más cercano, y así sucesivamente. Este fenómeno ocurre



debido a que todos los átomos buscan la carga eléctrica nula y la consiguen atrayendo a electrones de otros átomos para tratar de rellenar el hueco dejado, y conseguir así, el equilibrio eléctrico.

Cuando este suceso se repite sucesivamente, se logra una circulación de electrones. Surge aquí el concepto de tensión. Se trata de la fuerza que obliga a los electrones a circular por un material conductor, y depende de la diferencia de electrones que se encuentren entre los dos extremos del conductor. Cuanta mayor sea la diferencia de electrones, es decir, que en un extremo encontremos un gran número de electrones y en el otro apenas, mayor fuerza habrá y, por ende, mayor flujo de electrones o corriente eléctrica existirá, una vez, el circuito se cierre.

### 1.2.2 Historia de la producción de energía eléctrica

A lo largo de la historia, la generación de energía se ha basado en fuentes de energía no renovables como lo son el carbón, el petróleo o el gas natural. Fuentes altamente contaminantes y que son limitadas. En este apartado se va a realizar un resumen sobre los inicios de la producción de energía eléctrica. Además, se va a comentar la situación global respecto a la utilización de este tipo de energías.

Para comenzar a hablar de producción eléctrica como la conocemos a día de hoy, tenemos que remontar hasta la Primera Revolución Industrial. En este periodo, la fuente de energía utilizada en la industria era el carbón, a través de cuya combustión, se generaba vapor de agua, permitiendo así su transformación en energía mecánica. Por lo que no se puede calificar como producción eléctrica, pero sí podemos considerar el poder transformar la energía del vapor de agua en movimiento mecánico como un gran avance en los procesos de obtención de energía.

No fue hasta el último cuarto del siglo XIX cuando surgió la generación industrial de energía eléctrica, naciendo así la iluminación eléctrica de las calles y viviendas e impulsando la aparición de la Segunda Revolución Industrial.

En 1875 se instaló en Barcelona la primera central eléctrica española. Esta funcionaba con generadores Edison, los cuales eran impulsados por grandes máquinas de vapor. La central permitió el alumbrado de varias zonas de la ciudad, como, por ejemplo, las Ramblas.



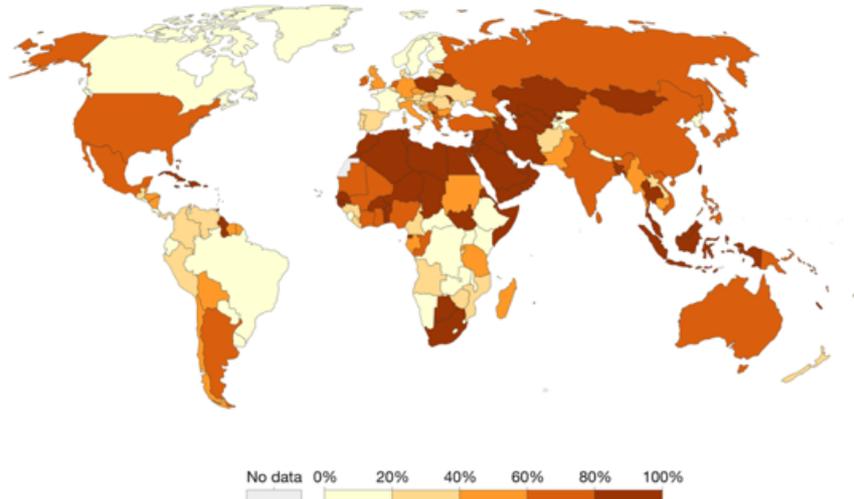
*Figura 2. Primera central eléctrica española, año 1875 (Fuente: Europapress.es)*

A partir de ese momento comenzó una época de crecimiento en la generación de energía eléctrica y a su vez, comenzaron a producirse cambios en los métodos de generación. Surgen así las centrales nucleares y térmicas de gas.

Como se ha comentado anteriormente, se trata de fuentes limitadas y que exponen a una gran contaminación tanto a los seres vivos como al planeta ya que se caracterizan por la quema de combustibles fósiles y carbón reaccionando así con el oxígeno y produciendo: monóxido de carbono (CO), dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), óxidos de nitrógeno (NO), entre otros.

### Share of electricity production from fossil fuels, 2021

Our World  
in Data



Source: Our World in Data based on BP Statistical Review of World Energy, Ember Global Electricity Review (2022) & Ember European Electricity Review (2022)  
OurWorldInData.org/energy • CC BY

Figura 3. Porcentaje de la generación de energía con fuentes no renovables (Fuente: Ourworldindata.org)

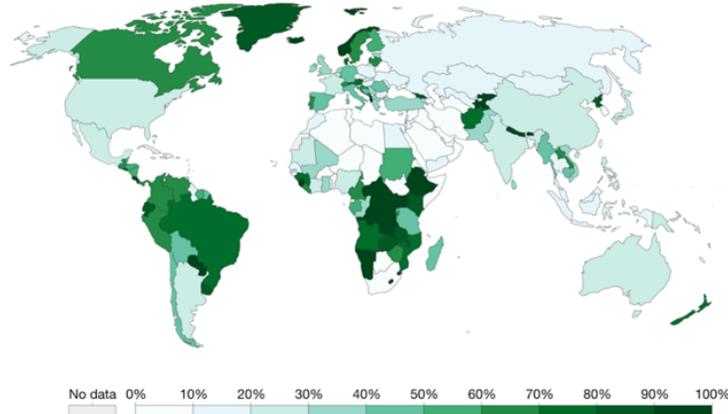
Lamentablemente, si nos fijamos en la *Figura 3*, podemos ver que la gran mayoría de la energía generada en nuestro planeta se obtiene de fuentes de energía no renovables. Esta dependencia energética que se presenta en la actualidad es un hecho alarmante, por lo que es necesario tomar conciencia sobre la situación y actuar antes de que sea demasiado tarde.

### 1.2.3 Energías renovables

La energía renovable, también conocida como energía verde, es aquella que aprovecha los recursos naturales inagotables existentes en nuestro planeta, como lo son el sol, el viento, el agua o la biomasa, para la generación de energía. Por lo que se trata de métodos de generación eléctrica en los que no se emiten contaminantes durante el proceso de obtención energética.

### Share of electricity production from renewables, 2021

Renewables include electricity production from hydropower, solar, wind, biomass & waste, geothermal, wave, and tidal sources.



Source: Our World in Data based on BP Statistical Review of World Energy, Ember Global Electricity Review (2022) & Ember European Electricity Review (2022)  
OurWorldInData.org/energy · CC BY

Figura 4. Porcentaje de generación de energía mediante fuentes renovables (Fuente: Ourworldindata.org)

Con el paso del tiempo, cada vez son más los países que son conscientes del riesgo que conllevan las no renovables y optan por apostar e invertir en tecnologías renovables. Debido a ello, están experimentando un crecimiento continuo desde sus inicios.

Según un estudio realizado por IEA (International Energy Agency), el porcentaje de energía global obtenida mediante fuentes renovables pasó del 26% en el primer trimestre de 2019 hasta el 29% a finales del año 2020. Al año siguiente, en 2021, se llegó a la elevada cifra de 295 GW de potencia instalada, lo que supuso un aumento del 6% sobre la total instalada. Para finales del 2022 se prevé un aumento del 8%, llegando a los 320 GW (fuente *iea.org*).

Basándonos en un análisis de la conocida consultora McKinsey, se prevé que “Las energías renovables representarían alrededor del 50% de la generación mundial de electricidad en 2030 y entre el 80% y el 90% en 2050” (fuente: *pv-magazine.es*).

Share of renewables in the power mix is projected to double in the next 15 years

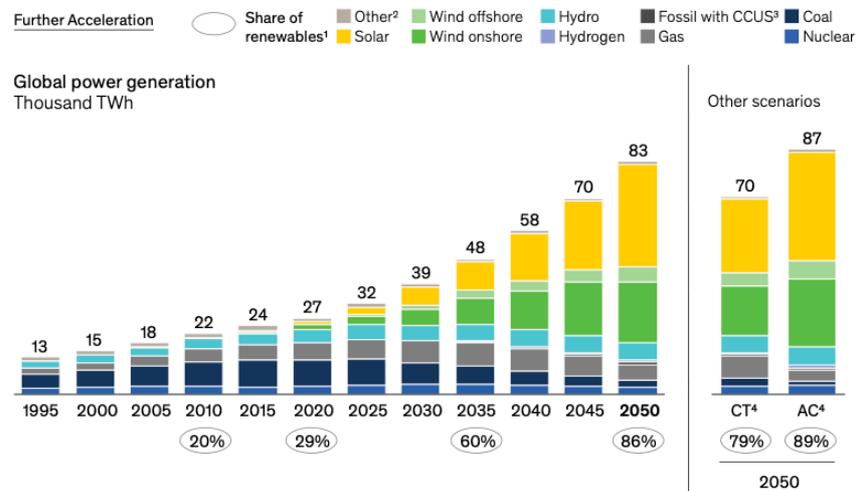


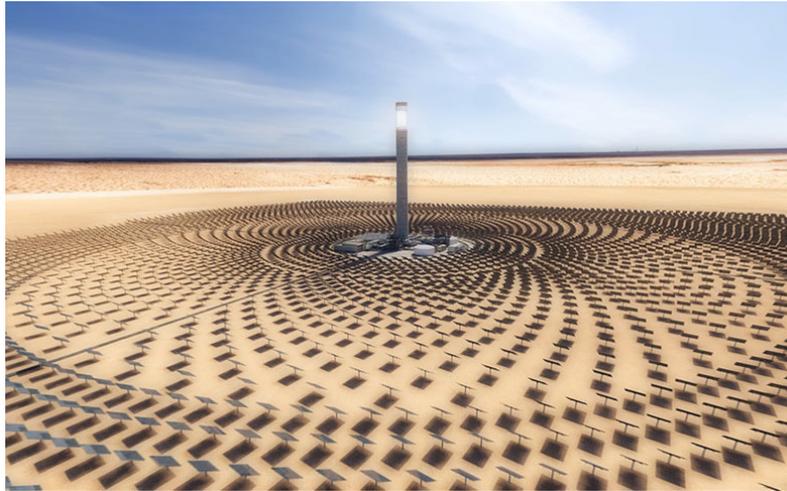
Figura 5. Generación de energía mediante fuentes renovables a nivel global (Fuente: Pv-magazine.es)

A nivel nacional, España es un país que apuesta firmemente por este tipo de energías, hecho que ha sido reflejado en un estudio de Statista, en el que lo sitúa entre los 15 mayores consumidores de renovables en todo el mundo, con aproximadamente un 21% de energía verde respecto al consumo de energía total (fuente: *totalenergies.es*).

#### 1.2.4 Tipos de energía solar

La energía solar es un tipo de energía renovable en la que la fuente de generación energética es el sol, gracias a la radiación electromagnética emitido por el mismo. Se pueden distinguir los siguientes tipos de energía solar:

- **Energía solar térmica (torre solar):** La energía termosolar es un tipo de generación de energía limpia en la que se emplean espejos o lentes que reflejan los rayos emitidos por el sol en una pequeña área de una torre que presenta un depósito de agua, para así generar gran cantidad de calor y producir vapor de agua que moverá un grupo turbina-alternador. Cabe destacar que para que una planta termosolar sea rentable, se necesitan grandes instalaciones (de MW o incluso GW).



*Figura 6. Instalación termosolar (Fuente: Tecpa.es)*

También se ha de resaltar que este tipo de generación de energía puede emplearse a menor escala en instalaciones más pequeñas como lo pueden ser edificios o viviendas para calentar el agua, cocinar alimentos, etc.



*Figura 7. Instalación termosolar de uso doméstico (Fuente: Tecpa.es)*

- **Energía solar fotovoltaica:** La energía solar fotovoltaica consiste en la transformación de la radiación procedente de los rayos de sol en electricidad, a través del efecto fotoeléctrico que se ocasiona en ciertos materiales. Cabe destacar que se debe hacer uso de una instalación con diferentes componentes electrónicos para poder realizar dicha transformación. En el *apartado 2* del proyecto, se explicará en detalle en qué consiste el concepto de efecto fotoeléctrico.



Figura 8. Instalación solar fotovoltaica (Fuente: Eleconomista.es)

- **Energía solar pasiva:** A diferencia con la energía solar fotovoltaica este tipo de generación de energía no requiere de equipos adicionales ni de procesos intermedios, por lo que se trata del aprovechamiento directo de la energía del sol, sin realizar ninguna transformación.

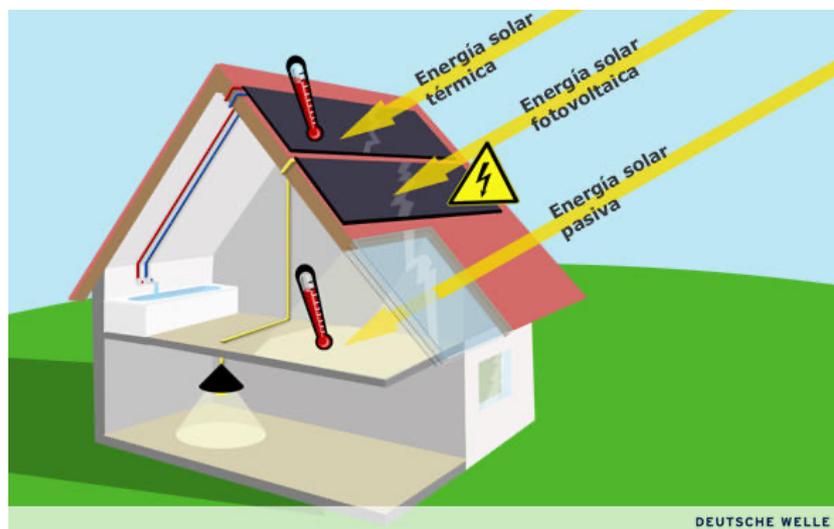


Figura 9. Instalación solar pasiva (Fuente: Dw.com)

### 1.2.5 Energía solar fotovoltaica

La generación de energía eléctrica a través de la radiación procedente del sol, ha dotado a la humanidad con la capacidad de generar energía eléctrica completamente limpia de la mayor fuente de energía disponible en nuestro planeta.

Una vez realizada una instalación fotovoltaica, el usuario va a poder generar energía totalmente gratuita durante las horas de sol, por lo que se trata de un método de generación eléctrica muy demandado y continuamente en auge. Pero, ¿cómo es posible que se produzca generación eléctrica a partir de la radiación solar? Para contestar a dicha cuestión, se va a explicar en qué consiste el efecto fotoeléctrico y cómo reaccionan las partículas que componen las células fotovoltaicas ante la luz solar. El efecto fotoeléctrico es un fenómeno que se produce cuando la radiación electromagnética procedente del sol incide sobre un material semiconductor o metal. Esta interacción produce que el material comience a emitir electrones, produciendo una variación en su estructura atómica.

En el caso de los módulos fotovoltaicos, el material empleado para aprovechar el efecto, es el silicio. Cuando la radiación solar incide sobre su superficie, se movilizan de manera aleatoria los electrones de su estructura. Al no existir un flujo constante ni definido, el silicio no será capaz de producir energía eléctrica.

Es por ello que se realiza un dopaje N (mediante átomos de fósforo con 5 electrones de valencia). Cada electrón que queda libre, deja en su lugar un hueco, cargado positivamente. Sin embargo, el movimiento que presentan los electrones es aleatorio y tampoco es capaz de producir ninguna corriente a través de la carga, por lo que es necesario crear en el interior del material una fuerza motriz, también conocida como campo eléctrico, que sea capaz de hacer circular de manera ordenada a los electrones.

Para llegar a generar un campo eléctrico, se realiza un dopaje tipo P (a través de átomos de boro con 3 electrones de valencia), generando así un agujero para cada electrón. Cuando se forma la unión P-N y a se genera la fuerza motriz necesaria, algunos electrones del lado N migrarán a la región P y llenarán los huecos disponibles allí. De esta manera se forma una región de agotamiento, en la que no hay electrones libres ni huecos. Debido a la migración de electrones, el límite del lado N se carga positivamente y el del lado P negativamente.

En resumidas cuentas, una vez ha sido realizado la unión P-N e incide luz solar, la radiación procedente del sol incidirá sobre la región N del panel fotovoltaico y penetrará hasta llegar a la región de agotamiento. Esta región fotónica es suficiente para que se generen pares electrón-hueco y gracias al campo eléctrico existente, se impulsan los electrones hacia la capa N, y los huecos hacia la P. Debido a la gran cantidad de electrones en la región N y de huecos en la P, se producirá una diferencia de potencial entre ellos, que provocará un flujo continuo de electrones desde la región N hasta los huecos encontrados en la región P tan pronto sea conectada una carga entre ellas. Es por ello que una celda solar continuamente genera corriente directa.

Cabe mencionar que la capa más externa, la N, es muy delgada y muy dopada. En cambio, la capa P, es gruesa y muy poco dopada. Este hecho se debe a que de esta forma se puede obtener una región de agotamiento notablemente mayor, por lo que se mejora el rendimiento de las células fotovoltaicas considerablemente.

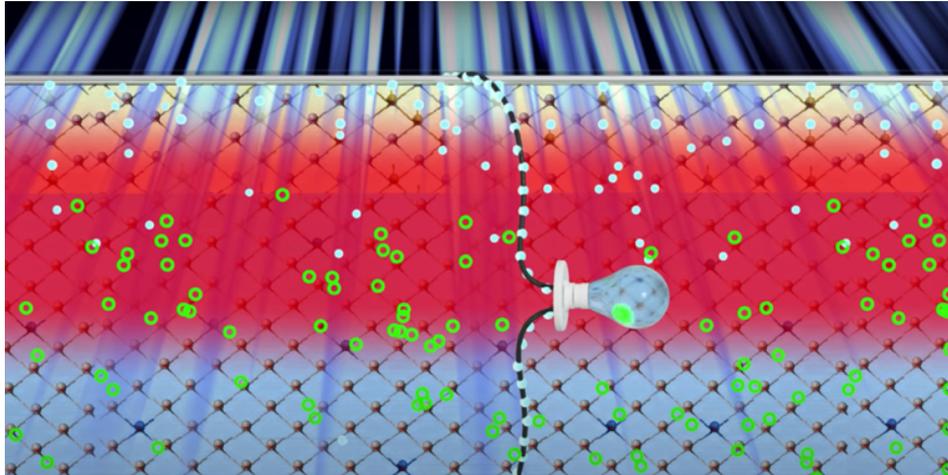


Figura 10. Generación de energía eléctrica en un módulo fotovoltaico (Fuente: YouTube "Lesics Española")

Según un estudio llevado a cabo por BloombergNEF, en 2021, a nivel global, el sector de energía solar y eólica atrajo un total de 366 mil millones de dólares estadounidenses. La energía solar fue la energía renovable en la que se invirtió un mayor capital en siendo más de 200.000 millones de dólares al desarrollo y aplicación de la misma. En segundo lugar, se situó la eólica, la cual no se quedó muy atrás, con una inversión de aproximadamente 150.000 millones (fuente: bloomberg.com).



Figura 11. Evolución precio por vatio instalado a lo largo de los años (Fuente: Blogs.cdcomunicacion.es)

Como se puede observar en la *Figura 11*, el precio por cada vatio instalado de potencia se encuentra disminuyendo de forma constante y muy considerable. El motivo ha sido, y está siendo provocado por las mejoras en la tecnología aplicadas en la industria solar, que día a día va mejorando los rendimientos de los modelos de módulos antiguos y favoreciendo al auge de la aplicación de este tipo de instalaciones de energía verde a nivel global.

Cabe destacar que se trata de una fuente de generación eléctrica completamente limpia una vez los elementos eléctricos han sido fabricados. Ya que en la actualidad desgraciadamente, cuando se produce el proceso de fabricación de los diferentes elementos que componen a la instalación, se generan agentes tóxicos que perjudican al medioambiente de una manera bastante notable. Es por ello este campo está en continuo desarrollo y estudio para lograr una producción de los módulos y del resto de elementos lo más limpia posible.

### 1.2.6 Invernaderos de vidrio

Los invernaderos de cristal son un tipo de invernaderos poco frecuentes en la ubicación en la que se encuentra la instalación. En la gran mayoría de casos de la Comunidad Valenciana, los invernaderos que se pueden observar son en su mayoría del tipo multitúnel fabricados de plástico. Pero, ¿por qué se ha decidido instalar uno de vidrio?

Para comenzar, podemos confirmar que, al no generar residuos plásticos en su fabricación, es la opción más ecológica de las dos. Además, se trata de un tipo de invernadero que no requiere de apenas mantenimiento y que, en el caso de que un cristal se rompa, se puede llevar directamente al contenedor de reciclaje, evitando tener que cambiar el plástico que lo recubre y las varillas que lo soportan cada temporada. Por lo que, a pesar de presentar una inversión inicial mayor, esta diferencia se va a ir reduciendo a lo largo de los años.



*Figura 12. Invernadero de vidrio (Fuente: Fertri.com)*



También podemos encontrar como grandes ventajas la mayor resistencia y hermeticidad que presentan junto a su mayor luminosidad, hecho que agradecerá el cultivo para su correcto desarrollo, frente a los invernaderos convencionales.

Por último, y aunque no sea el factor más importante, se puede afirmar que se trata de un tipo de invernadero más elegante que el tradicional, dándole un toque personal y que le hará diferenciarse del resto que se encuentran por la zona.

## 2. Componentes de un sistema fotovoltaico con conexión a red

En el siguiente apartado se va a describir y mostrar las principales características de los diferentes elementos que componen el sistema con conexión a red que va a ser diseñado. Cabe destacar que no hará falta el uso de baterías ya que se trata de un sistema en el que cuando los módulos no generen energía, se va a poder inyectar directamente corriente eléctrica de la red a los receptores, evitando así la gran inversión inicial que supondría el uso de ellas.



Figura 13. Elementos de una instalación fotovoltaica con conexión a red (Fuente: Almerichestudio.es)

### 2.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos o paneles solares son los elementos encargados de captar la radiación proveniente del sol, es decir, los fotones y generar a partir de ellos corriente continua. Están compuestos por células fotovoltaicas de silicio, ya que se trata de un semiconductor altamente eficiente y a su vez, el material más abundante sobre la Tierra. Estas células están conectadas entre sí en serie y paralelo, llegando a obtener así un voltaje y una intensidad de corriente deseados. Cabe mencionar que los paneles solares están compuestos por más capas además de la de las células fotovoltaicas. El objetivo de estas capas es la protección frente a agentes externos como el polvo, el agua, golpes, etc.

En un panel solar convencional, podemos encontrar los siguientes revestimientos:

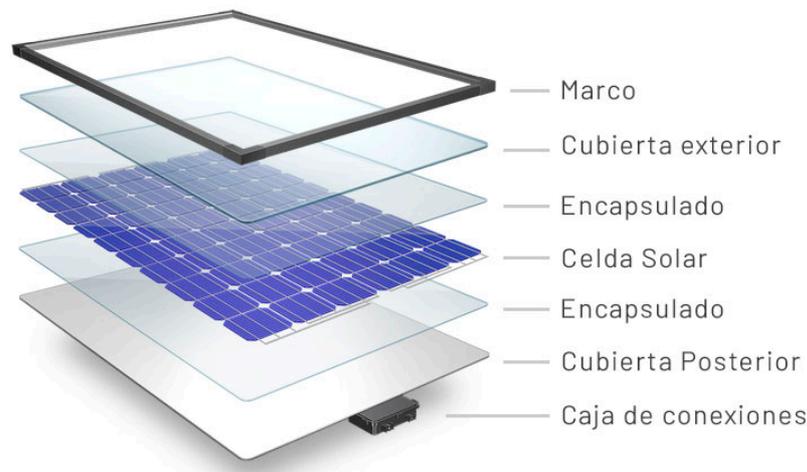


Figura 14. Revestimientos de un módulo fotovoltaico (Fuente: Dsisolar.com)

**-Cubierta exterior de cara al sol:** Se trata de la capa más externa del panel y está compuesta por vidrio, facilitando así la transmisión de la radiación procedente del sol. Se caracteriza por su buena resistencia mecánica y su alta transmisividad.

**-Encapsulante:** Suele estar fabricado de EVA (etil-vinil-acetato) por lo que es transparente y permite así que no se produzca la pérdida de transparencia por la continua exposición al sol. Además, presenta al igual que la cubierta exterior, un buen índice de refracción, evitando la alteración de la radiación incidente.

**-Protección posterior:** Esta capa debe dar rigidez y protección frente a los agentes externos. Normalmente se emplean láminas formadas por distintas capas de materiales como, por ejemplo, el TEDLAR.

**-Marco metálico:** Es la parte que recubre el panel y suele ser de aluminio, asegurando así rigidez y estabilidad al conjunto. Sobre esta parte se fijan los elementos de sujeción de la estructura exterior del módulo.

**-Cableado y bornes de conexión:** Son los encargados de conectar los módulos entre sí y de la conexión con el resto de elementos del sistema eléctrico. Se encuentran protegidos de la intemperie mediante un recubrimiento de PVC y polietileno.

**-Diodos de protección:** Su principal objetivo es la protección frente a sobrecargas u otras alteraciones que se produzcan en el funcionamiento de los módulos.

**-Celda solar:** Por último, podemos encontrar la capa constituida por células fotovoltaicas, que a su vez pueden estar compuestas por tres tipos de silicio:

- **Silicio amorfo:** A pesar de su bajo coste y de presentar los materiales menos dañinos para el medioambiente, ya que en su fabricación no se emplean metales pesados como el bromo y el plomo, se trata del tipo de célula menos utilizado en instalaciones debido a su bajo rendimiento (sobre un 6-8%) y a su corta vida útil.
- **Silicio policristalino:** Han sido el tipo de células más utilizadas hasta el momento. Se trata de células en las que los multicristales están orientados al azar, por lo que son sistemas con un coste de fabricación menor, y a su vez, con un rendimiento por debajo de los módulos sobre los que hablaremos a continuación. Cabe destacar su buena tolerancia a la temperatura.
- **Silicio monocristalino:** Si el proceso químico de los cristales de silicio es llevado un paso más allá y se realiza el proceso Czochralski, un proceso químico que puede durar semanas, se llega a la obtención de un lingote formado por un único cristal. Este proceso nos permite que no haya fronteras de grano, hecho que mejorará la circulación de electrones hasta los contactores. Debido a ello, se trata de módulos que presentan un precio más elevado, pero a su vez, son capaces de presentar rendimientos más eficientes, pudiendo así llegar a mayores potencias. A medida que pasan los años, este tipo de módulos se está popularizando, ya que cada vez la diferencia de precios entre ellos es menor y el aumento de potencia es considerable.



Figura 15. Tipos de Módulos fotovoltaicos (Fuente: Tritec-intervento.cl)

A su vez, también podemos encontrar diferentes tecnologías aplicadas al silicio como lo son:

-**Módulos PERC:** En un módulo monocristalino se coloca una capa de material dieléctrico entre la capa de aluminio y la capa base de silicio consiguiendo así que no penetren los electrones de la luz infrarroja hasta el aluminio del marco metálico, sino que sean reflejados y permitan la generación de corriente

entre la capa base y la emisora. Este aprovechamiento de luz infrarroja le proporciona a la célula PERC una mayor sensibilidad ante longitudes de onda larga, es decir en las primeras y últimas horas de sol.

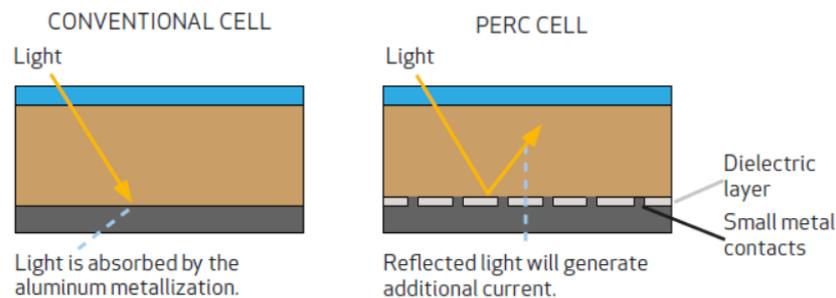


Figura 16. Tecnología convencional vs PERC (Fuente: Energias-renovables.com)

-**Full cells:** Se trata de un tipo de células que presentan problemas con las sombras. Si una célula queda sombreada, se pierde un alto porcentaje de rendimiento.

-**Half cells:** Se trata de una tecnología muy aplicada debido a que se reduce la corriente eléctrica del módulo a la mitad, por lo que presentan menor calentamiento y generación de calor. Al tratarse de paneles más fríos, se obtiene una mayor potencia. Además, al presentar células de menor tamaño, los módulos sufren menos tensiones mecánicas y son más eficientes frente a sombras.

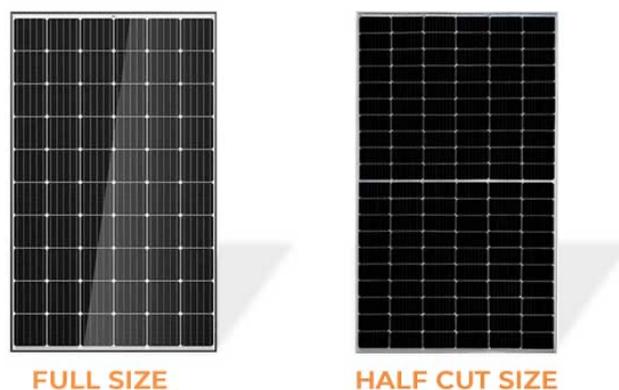


Figura 17. Modelos de full y half cells (Fuente: ecosoch.com)

-**Células bifaciales:** Como su propio nombre indica, se trata de un tipo de células que pueden generar por ambas partes. Esto se hace posible debido a la diferencia en la estructura de la superficie trasera. No está cubierta con aluminio reflectante, sino que se utiliza una rejilla que permite el paso de la luz solar que se refleja en el suelo. La cara orientada al sol genera mucha más energía que la posterior,

pero, aun así, se puede llegar a una mejora del rendimiento de hasta un 25-30%. Este porcentaje varía en función del color y material del suelo que haya, siendo el color blanco el más eficiente.

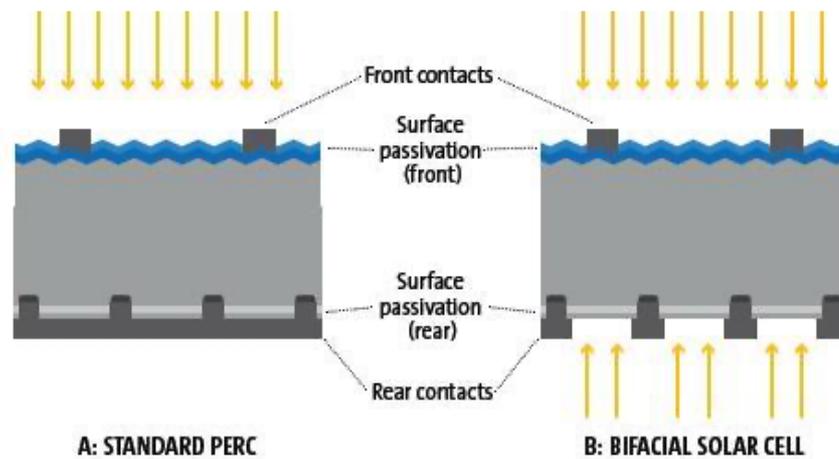


Figura 18. Tecnología bifacial (Fuente: disolar.com)

Todas las células que constituyen módulos fotovoltaicos, presentan una curva característica I-V, también conocida como curva de potencia, que representa pares de valores de tensión e intensidad en los que puede encontrarse funcionando la célula:

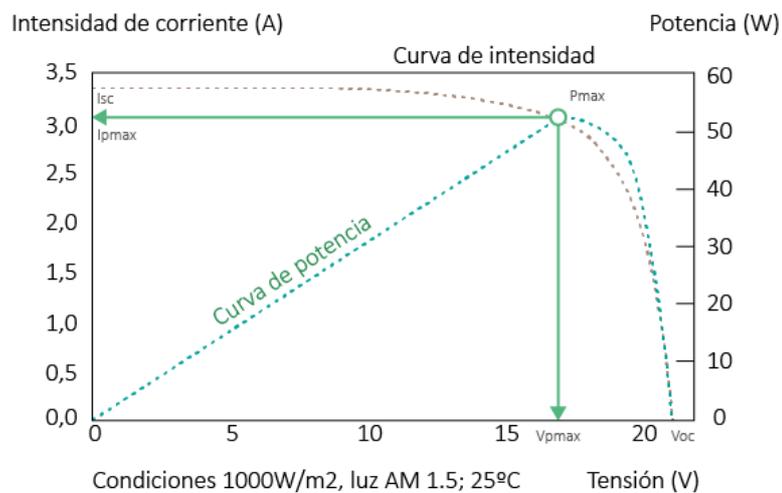


Figura 19. Curva de potencia de una célula fotovoltaica (Fuente: autosolar.com)

Los parámetros característicos que definen el funcionamiento y rendimiento de un módulo fotovoltaico son los siguientes:

- **Tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ ):** Es el máximo valor de tensión en extremos de la célula y se da cuando esta no está conectada a ninguna carga, es decir, cuando no hay corriente circulando por ella.
- **Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ):** Es el máximo valor de corriente que circula por una célula fotovoltaica al cortocircuitar los terminales del módulo.
- **Punto de máxima potencia (PMP):** Es el producto del valor de tensión máxima e intensidad máxima para los que la potencia entregada a una carga es máxima.
- **Eficiencia de conversión energética o rendimiento:** Se trata del cociente entre la máxima potencia que se puede entregar a la carga y la irradiancia incidente sobre la célula. La irradiancia se trata del producto de la irradiancia incidente por el área de la célula.

La generación eléctrica de los módulos no es siempre constante ya que existen diferentes factores por los que se ve afectada. Por ello, se va a explicar cómo varía la tensión del panel solar en función de la temperatura y el impacto que presenta la irradiancia sobre la intensidad de corriente del mismo:

#### - Efecto de la temperatura de los módulos

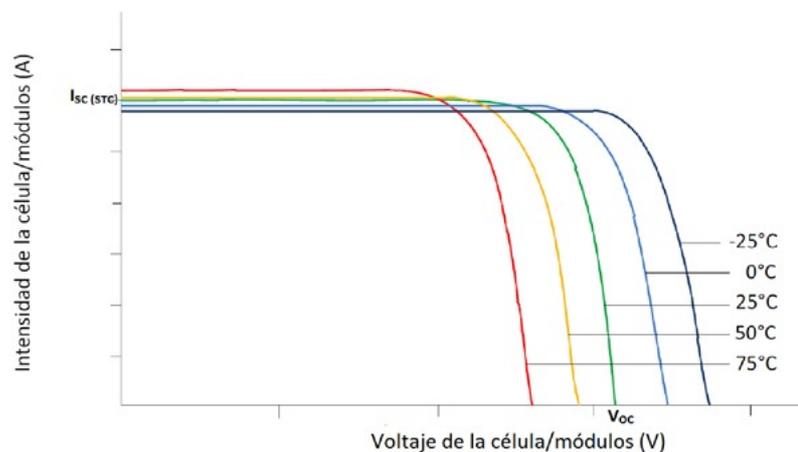
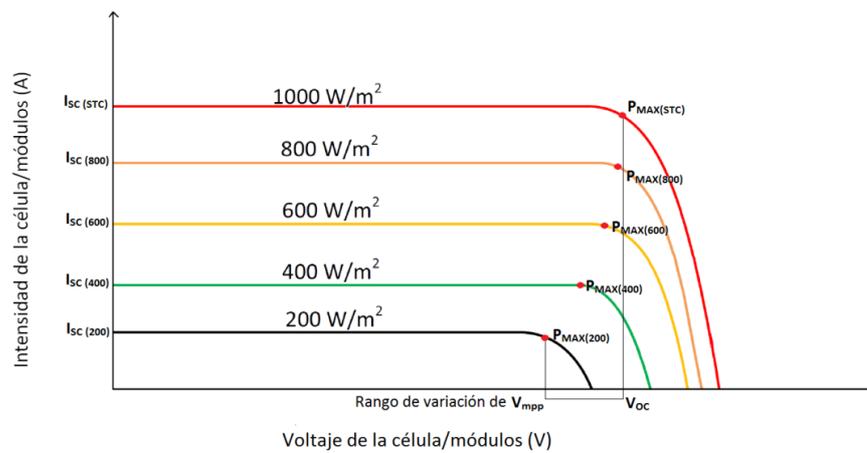


Figura 20. Efecto de la temperatura sobre la tensión de los módulos (Fuente: Energias-renovables.com)

Como se puede observar en la *Figura 20*, la intensidad de corriente de un panel fotovoltaico permanece constante a pesar de la variación de la temperatura, pero no ocurre lo mismo con la tensión, ya que esta se ve reducida a medida que se produce un aumento en la temperatura. Ocurre el caso contrario cuando disminuye la temperatura, ya que la tensión del módulo aumentará.

#### - Efecto de la irradiancia



*Figura 21. Efecto de la irradiancia sobre la intensidad de corriente (Fuente: Ingelibreblog.wordpress.com)*

Si nos fijamos en la *Figura 21*, podemos observar que el voltaje de un panel permanece constante a pesar de que se produzca variación en los valores de irradiancia. Con la corriente no sucede lo mismo, ya que, a mayor irradiancia, los módulos tendrán mayor intensidad de corriente y con menor valor de irradiancia, menor intensidad de corriente del circuito.

Por último, cabe mencionar que la hora de realizar el ensayo técnico de un modelo específico de módulo fotovoltaico, podemos encontrar dos tipos de pruebas realizadas por los fabricantes:

- **Norma IEC/EN 61215:** Se trata de un tipo de norma que establece el estándar para la evaluación de diseño y aprobación de cualquier modelo de módulo fotovoltaico que vaya a tener uso al aire libre y a largo plazo. Este tipo de ensayo se realiza en unas condiciones específicas: Con irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$  y con una temperatura de celda de  $25^\circ\text{C}$ . Es decir, establece las STC (standard test conditions) para la obtención de parámetros de un modelo de módulo que se encuentre en el mercado.
- **Norma NOCT:** El ensayo NOCT (nominal operate cell temperature) es un tipo de prueba que se realiza con un conjunto de condiciones diferente a la norma nombrada anteriormente: Una irradiancia de  $800 \text{ W/m}^2$ , masa de aire de  $1,5\text{G}$ , temperatura ambiente de  $20^\circ\text{C}$  y una velocidad de viento de  $1\text{m/s}$ . A diferencia de la Norma IEC/EN 61215, se trata de un ensayo que presenta parámetros más reales y a través de ella se

puede obtener la temperatura de trabajo que presentarán las células fotovoltaicas, gracias a la expresión:

$$T_c = T_{amb} + \frac{(NOCT - 20^{\circ}C)}{800 \text{ w/m}^2} * G \quad (1)$$

Siendo:

- $T_c$  = Temperatura de trabajo de la célula.
- $T_{amb}$  = Temperatura ambiente.
- $NOCT$  = Temperatura en condiciones NOCT (Facilitadas por el fabricante en el datasheet).
- $G$  = Irradiancia ( $\text{W/m}^2$ ).

## 2.2 Inversor

El inversor es el componente electrónico encargado de transformar la energía obtenida por los módulos fotovoltaicos o acumulada en las baterías (en el caso de disponer de ellas), de corriente continua a corriente alterna para poder ser consumida por los diferentes receptores eléctricos o ser suministrada directamente a la red eléctrica.



Figura 22. Inversor fotovoltaico (Fuente: Coelectrix.com)

Cuando la señal en C.C procedente de los módulos o de las baterías llega al inversor, este la trocea y la altera, creando una señal cuadrada. Posteriormente, un transformador se encarga de elevar la tensión a unos 220-230 V y finalmente se filtra, obteniendo así una señal con forma senoidal y una frecuencia de 50 Hz.

Un factor crucial a considerar a la hora de su elección es la eficiencia o rendimiento que el propio inversor presenta, ya que la energía final en C.A obtenida dependerá de este.

Podemos diferenciar 3 tipos de inversores:

- **De onda cuadrada:** Son el tipo de inversores más barato debido a que normalmente presentan más problemas de funcionamiento. Sin embargo, son adecuados para el suministro de cargas puramente resistivas, como por ejemplo para alimentar pequeños aparatos como lo pueden ser: un ordenador, un televisor, etc.
- **De onda senoidal modificada:** Se trata de inversores que utilizan técnicas de modulación de pulso a través de las cuales se modifica el ancho del propio pulso pudiendo así llegar a parecerse a una onda sinusoidal. Son indicados para cargas resistivas y capacitivas, pero para las cargas inductivas presentan ciertos problemas, como, por ejemplo, la generación de ruido. Cabe resaltar la menor presencia de armónicos respecto a los de onda cuadrada.
- **De onda senoidal pura:** Son aptos para todo tipo de cargas ya que son capaces de reproducir con total fidelidad una onda sinusoidal igual a la de la red eléctrica. Presentan un precio más elevado que el resto y su aplicación es necesaria cuando se vaya a hacer uso de motores de inducción y aparatos sofisticados.

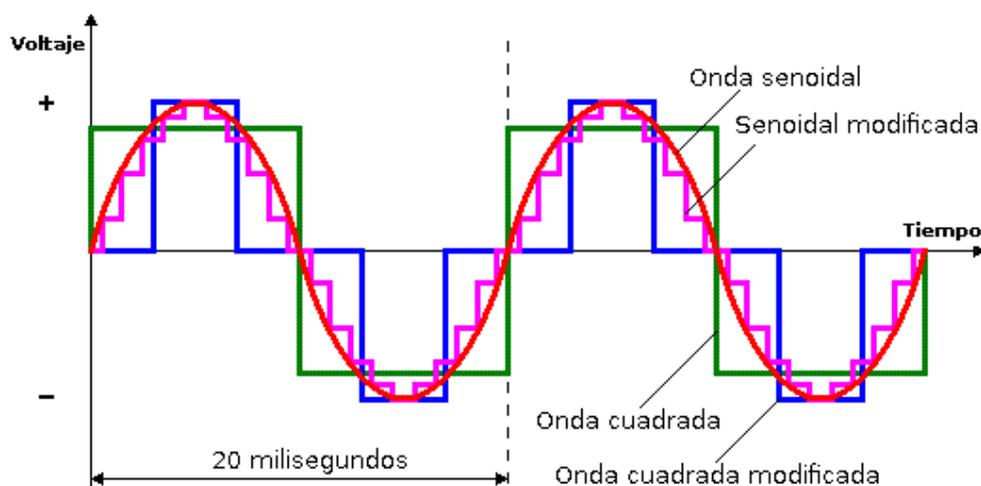


Figura 23. Diferentes tipos de onda de un inversor (Fuente: Calculosolar.com)

Por último, cabe mencionar que lo más interesante sería elegir un inversor que presente tecnología MPPT (Máximo Power Point Tracking), conocido en español como seguidor de punto de máxima potencia. Se trata de una tecnología basada en un algoritmo que permite maximizar la extracción de potencia procedente del campo generador fotovoltaico en función del momento del día en el que se encuentren los módulos trabajando.

Su funcionamiento puede ser explicado de la siguiente manera:

El inversor al inicio del día, va a comenzar a trabajar en circuito abierto, es decir, con la máxima tensión que le llega de los strings campo generador. En este momento, el algoritmo inicia la búsqueda y va a ir limitando la tensión recibida. Si conforme quita tensión, la potencia aumenta, continuará limitándola hasta que llega a un punto de máxima potencia. Una vez ha llegado a este punto, el inversor desconoce que ha llegado al punto máximo, es por ello que vuelve a limitar la tensión y, como es de esperar, la potencia se verá reducida. Al tener consciencia de este hecho, esta vez el inversor, en vez de limitar la tensión, va a incrementarla, volviendo a situar a la potencia extraída por el inversor en el punto máximo.

### 2.3 Contador bidireccional

El contador bidireccional es el elemento encargado de contabilizar la energía que se vierte desde la instalación fotovoltaica a la red y la cantidad de energía eléctrica inyectada desde la red hasta la instalación. El segundo caso se dará cuando se requiera de un mayor consumo por parte de los receptores de lo generado por el sistema fotovoltaico.



Figura 24. Contador bidireccional (Fuente: Efimarket.com)

Por último, cabe destacar que se trata de un dispositivo necesario y de obligada instalación en los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo con excedentes, quedando recogido en el *Artículo 10 del Real Decreto 244/2019*.

## 2.4 Cableado

Al tratarse de una instalación eléctrica, la selección de una correcta sección, longitud del cableado y un indicado aislamiento puede ser tan importante como la elección del resto de los componentes que la forman. Sin ir más lejos, un mal cálculo del cableado puede provocar una gran cantidad de pérdidas en la energía eléctrica generada. Un claro ejemplo es cuando se emplea una sección de cable menor a la necesaria. Si la intensidad de corriente es mayor a la que es capaz de soportar el cable, se traducirá en pérdidas energéticas en forma de calor, y, además, puede ocasionar el deterioro del conductor e incluso cortocircuitos e incendios.

Por ello, se va a comenzar explicando los principales materiales conductores y aislantes que son aplicados en la mayoría de las instalaciones:

- **Material conductor:** A la hora de permitir una correcta circulación de corriente por un conductor, es fundamental la elección del material a aplicar. Encontramos dos tipos principales: El cobre y el aluminio.

El principal material empleado en conductores es el cobre, ya que presenta una gran resistencia y vida útil en entornos complicados e incluso con altas temperaturas. A su vez, presenta una menor resistividad que el aluminio, hecho que le permite conducir mejor la electricidad. Sin embargo, el aluminio presenta una densidad del 30% menor y un precio más reducido.

- **Material aislante:** Otro factor muy importante a considerar es el tipo de material aislante que va a recubrir al conductor. Los más empleados son el cloruro de polivinilo (PVC) y el polietileno reticulado (XLPE).

Con el objetivo de realizar una instalación correcta y legal, se seguirán los pasos indicados por el reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT) para el cálculo de la sección mínima permitida. En él se establecen la aplicación de los dos criterios necesarios para instalaciones de baja tensión:

- **Criterio de capacidad térmica o intensidad máxima admisible:** A través de este criterio se establece que la temperatura de conductor en funcionamiento a plena carga y en régimen permanente no puede exceder la temperatura máxima admisible de los materiales aislantes del cableado. Si se trabaja con aislamientos termoplásticos, la temperatura máxima admisible de trabajo tendrá que ser de 70°C o inferior, y en el caso de tratarse de aislamientos termoestables, inferior o igual a 90°C.
- **Criterio de caída de tensión:** Mediante este criterio, se define que la caída de tensión de los conductores debe ser inferior a los límites marcados, para así garantizar el correcto funcionamiento de los diferentes receptores. También define las tensiones eléctricas normalizadas, siendo 230 V la C.A monofásica y de 400 V la trifásica.

## 2.5 Elementos de protección

En todas las instalaciones eléctricas es necesaria la instalación de sistemas de seguridad, tanto para la protección de personas como para la de los propios elementos que forman la instalación. A continuación, se citarán los diferentes componentes de seguridad que estarán presentes en la parte de corriente continua del sistema, y en la parte de alterna:

### 2.5.1 Protecciones de C.C

Las protecciones de corriente continua son el conjunto de elementos que amparan al circuito frente a anomalías eléctricas producidas en la entrada del inversor o en un tramo anterior a esta. Cabe mencionar que todas las protecciones elegidas cumplen con la ITC-BT-22 e ITC-BT-23 de protección contra sobrecorrientes y sobretensiones establecidas por el REBT.

- **Fusibles:** Los fusibles son los elementos destinados a proteger al circuito frente a sobrecorrientes. Éstos se funden cuando se sobrepasa el límite de intensidad circulante, impidiendo el paso de la corriente. En la instalación se va a emplear un fusible del tipo gPV por cada rama de paneles, ya que esta clase de fusibles son los convenientes a aplicar en instalaciones fotovoltaicas.



Figura 25. Fusible gPV (Fuente: Rebacas.com)

- **Descargador de sobretensiones:** Son los elementos de protección cuyo objetivo a proteger la entrada del inversor frente a sobretensiones transitorias elevadas, generadas mayoritariamente por consecuencia atmosféricas, drenándolas y reduciendo su duración.

Estos elementos son capaces de llevar a cabo su función debido a la conexión a tierra que presentan.



Figura 26. Descargador de sobretensiones (Fuente: Interempresas.net)

- **Vigilante de aislamiento:** Los vigilantes de aislamiento son dispositivos cuya función es la de proteger frente a contactos tanto directos como indirectos, midiendo la resistencia entre el conductor y el neutro de la instalación. Cuando sucede un fallo de aislamiento se dispara y corta el paso de la corriente eléctrica.



Figura 27. Descargador de sobretensiones (Fuente: Cirprotect.com)

## 2.5.2 Protecciones de C.A

Los elementos de protección de corriente alterna son aquellos encargados de proteger la parte de la instalación situada a la salida del inversor, el conjunto formado por los diferentes circuitos individuales de los receptores eléctricos y el tramo encargado de conectar la

instalación a la red pública. Todos los elementos de protección elegidos cumplirán con los requisitos necesarios dictados por la UNE-EN 61008-1:2013/A12:2017.

- **Interruptor magnetotérmico:** Se trata de un elemento de seguridad encargado de interrumpir la corriente eléctrica de un sistema cuando la intensidad de la misma supera un cierto valor. En el caso de este proyecto, se va a necesitar uno trifásico.



Figura 28. Interruptor magnetotérmico (Fuente: Eriacomponentes.es)

- **Interruptor diferencial:** Es un dispositivo electromagnético encargado de cortar el paso de la corriente cuando se producen derivaciones de corriente. Es el responsable de verificar que la corriente que pasa por la fase y el neutro tengan el mismo valor. En el caso de que la corriente tenga un valor superior al establecido, salta y corta directamente el paso de corriente, protegiendo así a los usuarios frente a contactos directos.



Figura 29. Interruptor diferencial (Fuente: Revalco.es)

## 2.6 Puesta a tierra

La puesta a tierra es un mecanismo de seguridad fundamental en una instalación a través del que se realiza la conexión de todos los elementos eléctricos a la propia tierra del terreno. Este mecanismo está formado por conductores con una resistividad eléctrica muy baja (garantizando la circulación de corriente a través de ellos en caso de ser necesario) que estarán conectados a diferentes electrodos de puesta a tierra, también conocido como picas. Estas últimas, se encargarán de derivar la electricidad a tierra en el caso de fugas o averías.

Por lo que se puede decir que su objetivo principal es el de protección del usuario frente a contactos directos con las partes metálicas que pueden presentar tensión y, a su vez, la de proteger a los elementos que componen la instalación de posibles corrientes de defecto.



Figura 30. Partes de una puesta a tierra (Fuente: Elvatron.com)

Según la normativa ITC-BT-18 de instalaciones de puesta a tierra, la puesta a tierra es "la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo. Mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico."

Además, considerando el ITC-BT-40 referente a Instalaciones generadoras de baja tensión, "las centrales de instalaciones generadoras deberán estar provistas de sistemas de puesta a tierra que, en todo momento, aseguren que las tensiones que se puedan presentar en las masas metálicas de la instalación no superen los valores establecidos en la MIE-RAT 13 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. Los sistemas de puesta a tierra de las centrales de instalaciones generadoras deberán tener las condiciones técnicas adecuadas para que no se produzcan transferencias de defectos a la Red de

*Distribución Pública ni a las instalaciones privadas, cualquiera que sea su funcionamiento respecto a ésta: aisladas, asistidas o interconectadas.”*

Por último, en el punto 8.2.3 del ITC-BT-40, se establece que: “Cuando la instalación receptora esté acoplada a una Red de Distribución Pública que tenga el neutro puesto a tierra, el esquema de puesta a tierra será el TT y se conectarán las masas de la instalación y receptores a una tierra independiente de la del neutro de la Red de Distribución pública”

En el esquema TT, la primera letra, hace referencia a la puesta a tierra al neutro del transformador. El objetivo de esta conexión será el actuar como retorno de corriente de la instalación y fijar un potencial de referencia (0V). La otra “T”, hace referencia a la puesta a tierra de las masas metálicas, aquellas que no presentan tensión en condiciones normales, pero que pueden llegar a tenerla debido a posibles corrientes de fuga. Por lo que cabe destacar que se deberá conectar toda la estructura de paneles solares y elementos metálicos de la estructura del invernadero a una toma de tierra independiente.

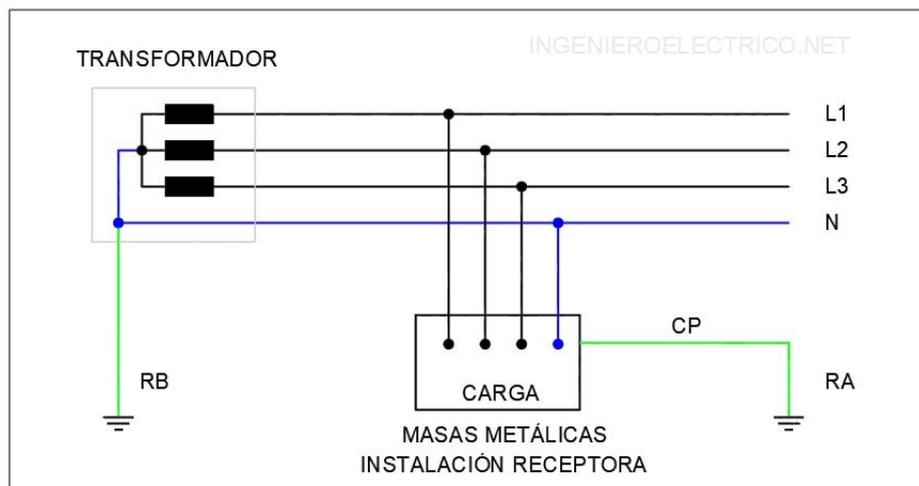


Figura 31. Esquema de tierra TT (Fuente: Ingenieroelectrico.net)

## 2.7 Estructura

Cuando se va a diseñar una estructura soporte de los paneles, se han de tener en cuenta diferentes variables, como lo son: La velocidad del viento en la zona, las posibles dilataciones térmicas a lo largo de los años, etc. Además, se ha de valorar si la misma va a ser fija o móvil. Las móviles o trackers son las más eficientes, ya que, a través a ellas, los módulos actúan como un seguidor de sol, optimizando al máximo la cantidad de radiación captada. Sin embargo, se trata de estructuras más voluminosas y que requieren de una inversión notablemente mayor.

Es por ello, que nuestra instalación presentará un montaje en posición libre a través de una estructura metálica fija, debido a que es perfectamente válida y aplicable. Cabe destacar que esta estructura podrá estar hecha de dos tipos de materiales: acero inoxidable, o aluminio.



## 2.8 Softwares utilizados

Para la realización del proyecto se hará uso de diferentes programas informáticos que ayudarán a mejorar la precisión de los cálculos y el diseño de los diferentes componentes que serán empleados en la instalación.

Se han empleado los siguientes programas:

- **Excel:** Es un software informático de hojas de cálculo que se encuentra dentro de la línea Microsoft Office 365. Es líder en su sector y se caracteriza por ser un programa avanzado de análisis y cálculos de datos.
- **Microsoft Word:** Se trata de otro programa de Microsoft, incluido en la línea Office 365. Su principal función es la de la edición de documentos de texto, y ha sido empleado para la redacción de esta memoria.
- **PVGIS:** El Photovoltaic Geographical Information System es un programa de la UE online que facilita al usuario los datos de radiación solar, temperatura ambiente, producción fotovoltaica de la instalación a diseñar y otros datos de interés necesarios para el correcto funcionamiento de un proyecto fotovoltaico. Cabe destacar que tiene en cuenta diferentes parámetros como lo son la inclinación de los módulos, el ángulo de azimut, la latitud y altitud del terreno, e incluso las posibles sobras que pueden aparecer debido al relieve que presenta la zona.
- **AutoCAD:** Se trata de un software de dibujo asistido por ordenador en 2D desarrollado por la empresa Autodesk. Principalmente es empleado en el diseño de planos.
- **Solid Works:** Es un software informático en 2D y 3D para el modelado de piezas y ensamblajes mecánicos. Actualmente está desarrollado por la empresa de SolidWorks Corp.
- **SAP2000:** Es un software de diseño, que funciona implementando el método de los elementos finitos dentro de una interfaz gráfica 3D. Es utilizado para realizar modelización, dimensionado y análisis de estructuras para proyectos y construcciones reales.

### 3. Diseño de la instalación fotovoltaica

Una vez explicado cada elemento que formará el sistema y los programas a emplear, se va a proceder al diseño de las dimensiones totales del invernadero y los cálculos que harán falta para garantizar un correcto funcionamiento del sistema generador fotovoltaico.

#### 3.1 Dimensionado e información del invernadero

Para diseñar las medidas del invernadero de vidrio, se va a hacer uso de un módulo básico que presenta unas dimensiones de 8x4 m. A partir de este modelo, se repetirá un total de n veces obteniendo el dimensionado final del invernadero.

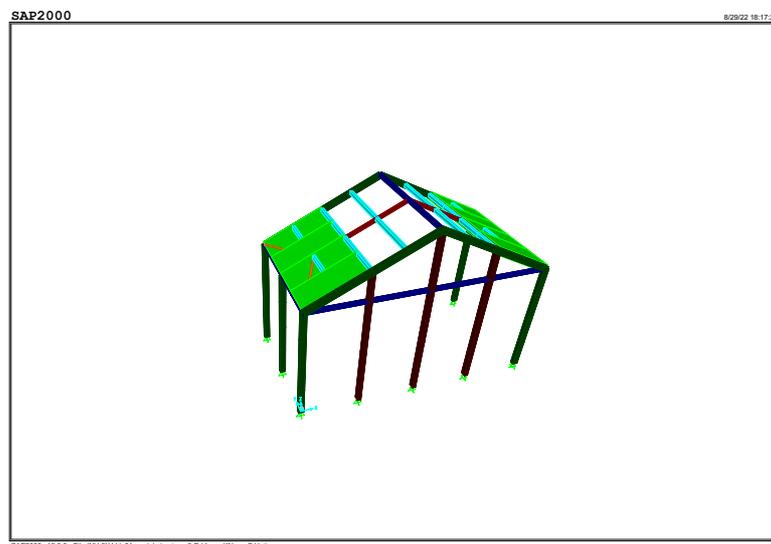


Figura 32. Módulo básico del invernadero 8x4 (Fuente: Propia)

Cada módulo básico del invernadero, estará compuesto por cuatro módulos fotovoltaicos, dos en la cubierta orientada a  $+40^\circ$  de azimut y otros dos en la cubierta de  $-140^\circ$ . Gracias a la distribución mostrada en el croquis, se posibilitará que el invernadero presente un 50% de la superficie de su techo sin elementos que provoquen sombra y permitirá el correcto desarrollo de las acelgas plantadas.

Cabe destacar que se ha optado por esta orientación para poder aprovechar al máximo los rayos solares en ambas cubiertas, siendo la que se encuentra orientada a  $+40^\circ$  notablemente más eficiente comparado con la otra, como se podrá observar en el apartado 4.2, en el que se estudiará la generación energética del sistema.

Respecto a las dimensiones del invernadero, tras haber consultado las dimensiones del terreno con el cliente, se ha optado emplear 25 módulos básicos. Lo que significa que presentará unas dimensiones totales obtenidas mediante la siguiente expresión:

$$\text{Superficie del invernadero} = 4 * 8 * n$$

Siendo:

- *Superficie del invernadero*= Superficie total del invernadero.
- *n*= Número de módulos básicos que componen el invernadero.

Por lo que:

$$\text{Superficie del invernadero} = 4 * 8 * 25 = 800 \text{ m}^2$$

Otro dato fundamental a la hora de dimensionar el número de paneles que podrán ser instalados sobre el invernadero será la longitud que presenta la superficie del tejado. Más adelante, en el *apartado 3.4.4*, se calculará tanto la longitud de la superficie, como el número de paneles del modelo seleccionado que será posible instalar.

Por último, cabe mencionar que el estudio del cálculo estructural y diseño del invernadero estará recogido en el *Anexo 1: "CÁLCULO Y DISEÑO DEL INVERNADERO"*.

### 3.1.1 Ubicación

La instalación tendrá lugar sobre un invernadero de vidrio a diseñar que va a ser situado a las afueras de Elche, en concreto en la pedanía de Valverde, junto a la carretera que la une la ciudad ilicitana con Santa Pola. Como se indica en la *tabla 1*, estará localizada en las coordenadas (38.222, -0.603) con una elevación de 7 m respecto al nivel del mar. Su tejado presentará dos pendientes inclinadas a 40º con un ángulo de azimut de +40º y -140º respectivamente.

Latitud	38,222
Longitud	-0,6015
Elevación	7 m
Superficie Invernadero	32*25=800 m <sup>2</sup>
Inclinación del tejado	40
Ángulo de azimut de las pendientes	+40 y -140

Tabla 1. Datos básicos del invernadero (Fuente: Propia)

### 3.1.2 Radiación solar

La radiación solar es el conjunto de energía electromagnética emitida por el sol y que es aprovechada directamente por las placas fotovoltaicas. Se trata de uno factores más importantes a tener en cuenta a la hora de realizar una instalación, ya que, en función de la ubicación, dispondremos de una mayor o menor irradiancia solar y, por ende, se podrá generar una mayor o menor energía eléctrica.



Podemos diferenciar tres tipos de radiación:

- **Radiación directa:** Se trata de la radiación que llega directamente desde el sol.
- **Radiación difusa:** Se denomina radiación difusa aquella que alcanza la superficie de la atmósfera terrestre y se dispersa debido a las moléculas de la misma, dispersando así su dirección inicial.
- **Radiación reflejada:** Es aquella que rebota con la superficie terrestre. La cantidad de ella depende del coeficiente de reflexión de dicha superficie.

A través del sumatorio de los tres tipos de radiaciones, se obtiene la **radiación global**. Se trata de la radiación total que llega a los módulos fotovoltaicos, y, por lo tanto, la que será objeto de estudio a la hora del emplazamiento y diseño de la instalación.

Además, cabe destacar que, a través de la radiación media diaria global, se obtendrán las Horas Solar Pico (HSP) que presenta la zona en la que se realizará la instalación. La HSP es una unidad que permite medir la cantidad de horas diarias, mensuales o anuales (en función del periodo de tiempo aplicado) que presentan una irradiancia solar ideal de  $1000 \text{ W/m}^2$ .

A continuación, se mostrarán los datos de radiación y de temperatura obtenidos en ambas cubiertas y para dos posibles casos reales.

El primer caso real será para una instalación coplanaria al tejado del vivero (ángulo de inclinación de  $40^\circ$  para ambas cubiertas), es decir, sin la aplicación de una estructura que permita gozar a la instalación de un ángulo óptimo para la localización y el azimut correspondiente.

En el segundo, se van a estudiar los valores de radiación incidente en el caso de que la instalación presentase una estructura que permitiese lograr la inclinación óptima de  $25^\circ$  para los módulos de la cubierta 1 y 2.

Por último, se va a mostrar una tabla en la que se observarán los valores que se obtendrían en el caso ideal de que la instalación presentase un azimut de  $0^\circ$ , es decir, una orientación completamente al sur y que los módulos tuvieran una inclinación de  $36^\circ$ . Este último caso ha sido realizado con el objetivo de poder observar la diferencia de radiación aprovechable respecto a los posibles casos reales. Para la obtención de los datos mostrados en las siguientes tablas, se ha hecho uso del software PVGIS.

- **Caso 1: Radiación media diaria y mensual para una instalación coplanaria al invernadero ( $40^\circ$ )**

Cubierta 1 (+ $40^\circ$  azimut):

Mes	Radiación mensual ángulo 40° (kWh/m <sup>2</sup> )	Radiación media diaria 40° (kWh/m <sup>2</sup> )	Temperatura media mensual (°C)
Enero	126,99	4,10	11,00
Febrero	132,4	4,73	13,80
Marzo	164,05	5,29	14,50
Abril	177,56	5,92	16,00
Mayo	199,01	6,42	21,00
Junio	204,89	6,83	23,60
Julio	214,84	6,93	26,50
Agosto	207,18	6,68	26,90
Septiembre	174	5,80	23,50
Octubre	154,85	5,00	18,70
Noviembre	122,75	4,09	15,90
Diciembre	119,8	3,86	11,30
Media	166,53	5,47	18,56

Tabla 2. Radiación y temperatura para 40° de inclinación y +40 de azimut (Fuente: Propia)

Cubierta 2 (-140° azimut):

Mes	Radiación mensual ángulo 40° (kWh/m <sup>2</sup> )	Radiación media diaria 40° (kWh/m <sup>2</sup> )	Temperatura media mensual (°C)
Enero	29,54	0,95	11,00
Febrero	46,1	1,65	13,80
Marzo	84,72	2,73	14,50
Abril	120,34	4,01	16,00
Mayo	161,81	5,22	21,00
Junio	180,61	6,02	23,60
Julio	178,6	5,76	26,50
Agosto	143,77	4,64	26,90
Septiembre	96,31	3,21	23,50
Octubre	61,92	2,00	18,70
Noviembre	34,82	1,16	15,90
Diciembre	25,63	0,83	11,30
Media	97,02	3,18	18,56

Tabla 3. Radiación y temperatura para 40° de inclinación y -140 de azimut (Fuente: Propia)

Gracias al uso de *las tablas 2 y 3*, se puede observar que la media diaria de HSP que dispondremos con el ángulo propio del techo del invernadero, será entre las dos cubiertas, 8,65. Como se puede observar, la radiación aprovechable en la cubierta 2 es bastante baja. Este hecho sucede en la mayoría de instalaciones donde la estructura presenta cubiertas con diferentes orientaciones, por lo que siempre habrá una notablemente más favorable que la otra. Es por ello que se va a realizar un mismo estudio,

pero con una inclinación de los módulos fotovoltaicos que trate de favorecer a ambas cubiertas, siendo más eficiente para el promedio de las dos, la inclinación de 25°.

- **Caso 2: Radiación media diaria y mensual para una inclinación de 25° en ambas cubiertas.**

Cubierta 1 (+40° azimut):

Mes	Radiación mensual ángulo 25° (kWh/m <sup>2</sup> )	Radiación media diaria 25° (kWh/m <sup>2</sup> )	Temperatura media mensual (°C)
Enero	114,41	3,69	11,00
Febrero	124,47	4,45	13,80
Marzo	162,01	5,23	14,50
Abril	182,28	6,08	16,00
Mayo	211,28	6,82	21,00
Junio	221,12	7,37	23,60
Julio	229,67	7,41	26,50
Agosto	214,57	6,92	26,90
Septiembre	173,54	5,78	23,50
Octubre	147,53	4,76	18,70
Noviembre	112,1	3,74	15,90
Diciembre	106,37	3,43	11,30
Media	166,61	5,47	18,56

Tabla 4. Radiación y temperatura para 25° de inclinación y +40 de azimut (Fuente: Propia)

Cubierta 2 (-140° azimut):

Mes	Radiación mensual ángulo 25° (kWh/m <sup>2</sup> )	Radiación media diaria 25° (kWh/m <sup>2</sup> )	Temperatura media mensual (°C)
Enero	42,09	1,36	11,00
Febrero	61,64	2,20	13,80
Marzo	106,01	3,42	14,50
Abril	143,71	4,79	16,00
Mayo	187,74	6,06	21,00
Junio	207,03	6,90	23,60
Julio	207,34	6,69	26,50
Agosto	172,37	5,56	26,90
Septiembre	119,61	3,99	23,50

Octubre	80,91	2,61	18,70
Noviembre	47,34	1,58	15,90
Diciembre	36,34	1,17	11,30
Media	117,68	3,86	18,56

Tabla 5. Radiación y temperatura para 25° de inclinación y -140 de azimut (Fuente: Propia)

Tras haber analizado ambas tablas, se puede apreciar una mejora en la segunda cubierta. Pasando de 8,65 HSP diarias a 9,33. Esta diferencia puede que no parezca muy elevada, sin embargo, conforme pasen los años, se va a traducir en una gran cantidad de energía extra generada.

Cabe destacar que se ha elegido 25° de inclinación para ambas cubiertas, debido a que se tendrá que aplicar el mismo ángulo de inclinación en todos los módulos fotovoltaicos. Puesto que una diferencia en la inclinación ellos, podría suponer una descompensación en el reparto de cargas, traduciéndose en un problema para la estructura a corto y largo plazo.

- **Caso 3 (Ideal): Radiación media diaria y mensual para una inclinación de 36° y un azimut de 0°**

Mes	Radiación mensual ángulo 36° (kWh/m <sup>2</sup> )	Radiación media diaria 36° (kWh/m <sup>2</sup> )	Temperatura media mensual (°C)
Enero	148,56	4,79	11,00
Febrero	166,6	5,95	13,80
Marzo	153,87	4,96	14,50
Abril	178,62	5,95	16,00
Mayo	210	6,77	21,00
Junio	205,76	6,86	23,60
Julio	215,56	6,95	26,50
Agosto	215,6	6,95	26,90
Septiembre	181,98	6,07	23,50
Octubre	173,49	5,60	18,70
Noviembre	133,19	4,44	15,90
Diciembre	149,41	4,82	11,30
Media	177,72	5,84	18,56

Tabla 6. Radiación y temperatura para 36° de inclinación y 0° de azimut (Fuente: Propia)

Finalmente, se ha realizado el estudio de un posible caso ideal, en el que la orientación fuera completamente al sur y con un ángulo de inclinación de 36°. Como se puede observar, en el caso de

ser posible, el sistema presentaría una mayor generación de energía a lo largo de todo el año, por lo que resultaría ser una instalación más rentable y eficiente.

Finalmente, se ha optado por realizar el caso real 2, otorgando a la instalación el ángulo más óptimo posible, siendo este de 25° en ambas pendientes. Este valor se ha obtenido teniendo en cuenta que el grado de inclinación deberá de ser el mismo en ambas cubiertas, por lo que el ángulo seleccionado, ha sido elegido a consciencia, permitiendo que la pendiente más desfavorable (orientada a -140°) presente un rendimiento aceptable.

### 3.1.3 Consumo energético del invernadero

Como se trata de un invernadero cuyo proyecto de construcción irá de la mano del de la instalación fotovoltaica y no se han podido realizar medidas del consumo energético, se ha procedido a calcular la potencia consumida a través de una simulación con los elementos que compondrán el sistema y su tiempo aproximado de uso.

Para realizar el cálculo del consumo máximo diario de la instalación, se ha elegido el mes con mayor consumo energético esperado de todo el año, siendo enero, debido a las bajas temperaturas presentes. Gracias a ello, se puede asegurar el correcto funcionamiento de la instalación cuando se presente la mayor demanda. A continuación, se expondrán dos tablas en las que se verá reflejado el consumo demandado por los diferentes receptores:

Receptor	Unidades	Potencia unitaria (W)	Potencia*uds (W)	Uso diario (h/día)	Consumo diario (kWh/día)	Consumo mensual (kWh/mes)
Luces int	40	6	240	12	2,88	86,4
Luces ext	4	6	24	12	0,288	8,64
Bombas Agua	4	1100	4400	2	8,8	264
Ordenador	1	250	250	12	3	90
Frigorífico	2	320	640	24	15,36	460,8
Calefactor	24	45	1080	6	6,48	194,4
Abonadora	1	500	500	1	0,5	15
Removedor de tanques de abonado	1	500	500	0,5	0,25	7,5
Electroválvula	20	6	120	6	0,72	21,6
Programador de cultivo	1	300	300	8	2,4	72
<b>Total</b>		<b>3168</b>	<b>8054</b>		<b>40,678</b>	<b>1220,34</b>

Tabla 7. Consumo eléctrico de los receptores del vivero (Fuente: Propia)

	Consumo mensual (kWh/mes)	Consumo medio diario (kWh/día)
Enero	1220,34	39,37
Febrero	1101,21	39,33
Marzo	1163,87	37,54
Abril	1045,54	34,85
Mayo	967,13	31,20
Junio	955,76	31,86
Julio	943,22	30,43
Agosto	960,19	30,97
Septiembre	922,16	30,74
Ocubre	998,1	32,20
Noviembre	1128,88	37,63
Diciembre	1205,69	38,89
Media mensual	1051,01	34,58
Consumo anual	12612,09 kWh	

Tabla 8. Consumo eléctrico mensual y diario medio (Fuente: Propia)

Para la realización de las *tablas 7 y 8*, se ha establecido un consumo esperado de los receptores de la instalación, siendo todos ellos de corriente alterna trifásica.

## 3.2 Elección de los componentes de la instalación

En este apartado se van a mostrar los elementos seleccionados para realizar la instalación. Además, se realizará una comparación entre diferentes modelos similares y finalmente, se justificará la elección del modelo a instalar.

### 3.2.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos son uno de los elementos más importantes a la hora de realizar el diseño de una instalación fotovoltaica. Por ello, la correcta elección del modelo de panel es fundamental.

Tras haber contactado con diferentes proveedores del sector energético solar, se ha decidido realizar la valoración entre tres modelos de paneles distintos. Se elegirá el modelo en función de la potencia máxima, el rendimiento que presente, las dimensiones, su peso y coste.

Modelo	SR-M672400HL	Sol455W Mono PERC	HiKu Mono PERC 450Wp
Fabricante	Sunrise Energy	JA Solar	Canadian Solar
Tecnología	Half cell, PERC	Half cell, PERC	Half cell, PERC
Garantía producto (años)	12	12	12
Dimensiones	2008×1002×35 mm	2120x1052x40 mm	2108 X 1048 X 40 mm
Peso (kg)	22,4	25	24,9
Tipo de silicio	Monocristalino	Monocristalino	Monocristalino
Potencia máxima (Pmp)	400	455	450
Tensión máxima potencia (Vmp)	41,73	41,82	41,1
Corriente máxima potencia (Imp)	9,59	10,88	10,96
Tensión circuito abierto (Voc)	49,89	49,85	49,1
Corriente cortocircuito (Isc)	10,27	11,41	11,6
Voltaje de trabajo (V)	24	24	24
Nº diodos	3	3	3
Eficiencia (%)	19,89	20,4	20,4
Coste €/Wp (Sin IVA)	0,4	0,45	0,44
Precio del módulo (€) (Sin IVA)	160	203,74	200

Tabla 9. Modelos de módulos fotovoltaicos (Fuente: Propia)

Finalmente se ha optado por el modelo Hiku Mono PERC 450 Wp de Canadian Solar debido a la gran potencia pico que presenta, su alto rendimiento y sus óptimas dimensiones. Como se puede observar en la tabla, el precio por Wp es más elevado que el modelo de Sunrise Energy, pero este hecho se ve compensado en el rendimiento, siendo el del seleccionado, más elevado.



Figura 33. Módulo fotovoltaico Hiku Mono PERC 450Wp (Fuente: Teknosolar.com)

A la hora de realizar la conexión de paneles entre sí, se pueden aplicar dos tipos de conexión:

- **Conexión en serie:** Se trata del método de conexión más sencillo de los dos. Consiste en empalmar el terminal positivo del primer módulo con el negativo del siguiente. Finalmente nos queda un terminal positivo al final de la serie y uno negativo en el otro extremo.

CONEXIÓN EN  
SERIE

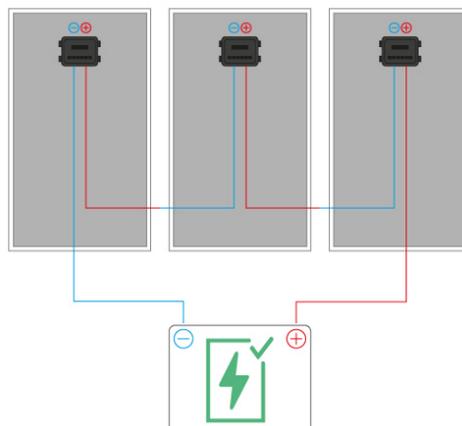


Figura 34. Conexión en serie de módulos fotovoltaicos (Fuente: Autosolar.pe)

Al estar conectados en serie los módulos, la intensidad de corriente será la misma para todos ellos. Sin embargo, la tensión total de la línea o string, será el sumatorio de la tensión de cada panel.

- **Conexión en paralelo:** Es el método de conexión de paneles en el que se conectan todos los terminales negativos que provienen de todas las placas, del mismo modo que los positivos entre sí.

CONEXIÓN EN  
PARALELO

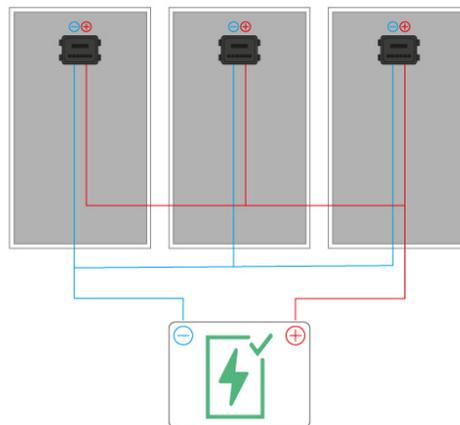


Figura 35. Conexión en paralelo de módulos fotovoltaicos (Fuente: Autosolar.pe)

Cabe destacar que con la aplicación de paneles conectados en paralelo se tendrá que hacer uso de una mayor sección de cable que en el caso anterior, debido a que la intensidad circulante será mayor. Por otro lado, la tensión seguirá siendo la misma que la que presentaba el string.

### 3.2.2 Inversor

El inversor es otro elemento fundamental a la hora de diseñar una instalación. Esto se debe a que, en función de su rendimiento, podremos obtener un mayor o menor porcentaje de energía eléctrica alterna procedente de la corriente continua que se recibe de los módulos. Cabe mencionar que la tensión a la salida del inversor será de 230 V, para el correcto funcionamiento de los diferentes receptores.

Para la correcta elección de un inversor en una instalación solar fotovoltaica, se suele emplear uno cuya potencia sea inferior al 15-20% de la potencia pico instalada. Esto se debe a que la potencia pico de los generadores fotovoltaicos es alcanzada en ocasiones muy concretas, llegando a ser el valor medio de trabajo igual o incluso inferior al 70% de la potencia pico total. Una manera sencilla de observar este hecho es conociendo la temperatura de trabajo real en las células de los módulos fotovoltaicos. Para que el módulo sea capaz de generar su potencia máxima, se tienen que dar las condiciones STC, siendo la temperatura de la célula (que no del ambiente) a 25°C y con una radiación solar de 1000 W/m<sup>2</sup>.

Por lo que se podría decir que al instalar una potencia del inversor menor a la del campo generador, estaremos ahorrando dinero sin perder energía aprovechable.

Se ha optado por elegir entre tres modelos del mercado siguientes:

Modelo	Sun2000-4KTL-M0	PRIMO 5.0-1	Sunny boy 5.0kW
Fabricante	Huawei	Fronius	SMA
Máxima eficiencia (%)	98,3	98,0	97,0
Eficiencia europea	97,1	97,1	96,5
<b>Entrada (C.C)</b>			
Potencia FV máxima (W)	8000	7500	7500
Tensión máxima (V)	1100	1000	600
Tensión mínima (V)	200	80	100
Intensidad máxima por MPPT (A)	11	12	15
Intensidad máxima cortocircuito (A)	15	18	15
Rango tensión operación (V)	140-980	240-800	175-500
Entradas (1 MPPT para cada 2)	2	4	4
<b>Salida (C.A)</b>			
Potencia nominal (W)	4000	5000	5000
Tensión nominal (V)	220/380	220/230	220/230
Intensidad máxima (A)	6,8	21,7	22
Máxima distorsión armónica (%)	<3	<5	<5
Precio (€) (Sin IVA)	1188,05	1341,20	1282,32

Tabla 10. Modelos de inversores fotovoltaicos (Fuente: Propia)

Tras haber realizado la comparativa entre los tres posibles inversores a elegir, para dimensionar la instalación que cubra las necesidades energéticas del invernadero, se ha decidido seleccionar el modelo PRIMO 5.0-1 de Fronius, debido a su elevado rendimiento, elevada intensidad máxima por MPPT permitida y su buena relación potencia-precio.



Figura 36. Inversor PRIMO 5.0-1 (Fuente: Fronius.com)

Por otro lado, para poder realizar una instalación con el objetivo de ocupar el máximo de superficie con módulos fotovoltaicos con el fin de verter a red y vender el excedente, la potencia pico instalada sería tan elevada que nos haría falta demasiados inversores de este tipo. Es por ello que se va a proceder a la elección de un inversor con mayor potencia.

Se elegirá uno a instalar de entre los tres siguientes modelos:

Modelo	PRIMO 8.2-1	HD Wave 8000W	MAX 60KTL3 LV
Fabricante	Fronius	FIRMER	Growatt
Máxima eficiencia (%)	98,1	99,2	98,8
Eficiencia europea	97,5	99,0	98,4
<b>Entrada (C.C)</b>			
Potencia FV máxima (W)	12300	12400	78000
Tensión máxima (V)	1000	480	1100
Intensidad máxima por MPPT (A)	27	20,5	25
Rango tensión operación (V)	270-800	250-800	200-1000
Entradas (1 MPPT para cada 2)	4	6	12
<b>Salida (C.A)</b>			
Potencia nominal (W)	8200	8000	60000
Tensión nominal (V)	220/230	220/230	230/400
Intensidad máxima (A)	37,5	36,5	96,6
Máxima distorsión armónica (%)	<3	<3	<3
Precio con IVA (€)	2202,84	2603,82	3786,55

Tabla 11. Modelos de inversores fotovoltaicos de elevada potencia fotovoltaica (Fuente: Propia)

Una vez se han analizado los 3 posibles inversores a instalar, se ha optado por la instalación de 1 inversor MAX 60KTL3 LV de la compañía Growatt. Esta elección se justifica debido a que, con un total de un solo inversor, económicamente hablando, presentaremos un ahorro de miles de euros respecto a los otros dos modelos, ya que, si se hubiera elegido cualquiera de los otros dos, hubiera hecho falta un total de 6 inversores como mínimo. A su vez, se trata de un inversor con muy buenas prestaciones y un rendimiento muy elevado. Por no mencionar que, con ellos, se cubrirá completamente la potencia generada por el campo generador.



*Figura 37. Inversor MAX 60KTL3 LV (Fuente: Tiensol.es)*

Otro factor que se ha tenido en cuenta a la hora de la elección de este modelo, es la gran cantidad de MPPT que presenta, siendo un total de 6. Además, por cada MPPT, el inversor presenta 2 entradas de conexión.

### 3.3 Marco legal

Al tratarse de un proyecto que presenta dos partes bien diferenciadas, la primera la de la instalación solar fotovoltaica y la segunda la del diseño y cálculo de la estructura del invernadero, se va a diferenciar dos tipos de normativa:

#### 3.3.1 Legislación del sistema fotovoltaico

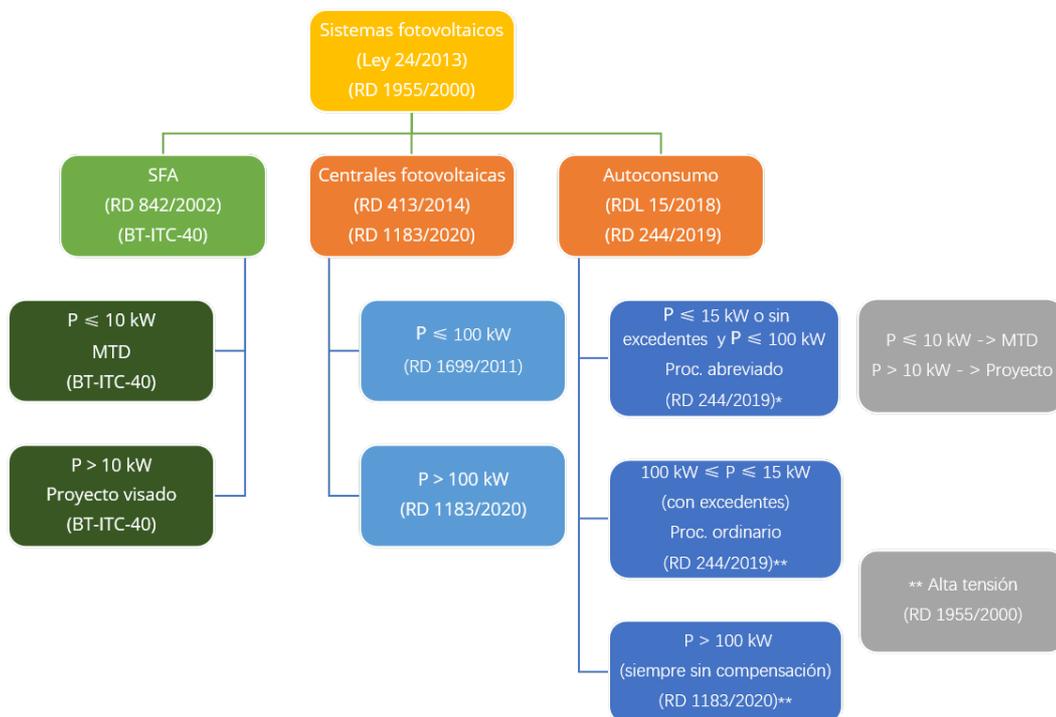


Figura 38. Esquema de la normativa de sistemas fotovoltaicos (Fuente: Censolar.org)

Respecto a la parte del proyecto de instalación solar fotovoltaica se refiere, al tratarse de un sistema de autoconsumo, nuestra instalación estará recogida al RDL 15/2018 y RD 244/2019.

Como será un sistema mayor a 15 kW e inferior a 100 kW con excedentes, la instalación a realizar se encontrará situada dentro del del Real Decreto 244/2019. Concretamente, en la modalidad de autoconsumo con excedentes, es decir, con vertido a la red.

Además, cabe destacar que va tratarse de un autoconsumo individual, ya que presentará un solo usuario, y no un grupo de personas o una comunidad. A su vez, va a ser instalada en red interior y no estará acogida a compensación. Por lo que, se va a tratar de un autoconsumo acogido a la venta de energía al mercado eléctrico.



Como los peajes de generación eléctrica a través de fuentes renovables fueron suprimidos por la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, no se tendrá que abonar un porcentaje por el transporte de la energía eléctrica.

### 3.3.1 Legislación de la estructura del invernadero

Respecto a lo que al diseño del invernadero se refiere, ya que únicamente se ha procedido a diseñar y estudiar el comportamiento frente a posibles esfuerzos y condiciones adversas del mismo, sólo han sido aplicadas la *Norma Española UNE-EN 13031-1:2020 Invernaderos. Cálculo y construcción, de septiembre de 2020* y el CTE DB SE Acciones del año 2009.

Gracias al empleo de las normativas nombradas anteriormente, se ha logrado diseñar y comprobar teóricamente el correcto funcionamiento y desarrollo de la estructura a lo largo de los años y su futura legalización.

### 3.4 Cálculos de los elementos de la instalación

En este apartado del proyecto, se van a realizar y justificar los cálculos necesarios para un correcto funcionamiento de la instalación. Se va a comenzar por la determinación del número de paneles a instalar junto a la elección de los inversores necesarios. Seguido de ello, se van a configurar las conexiones entre los paneles solares, el cableado a aplicar, las protecciones de C.C y C.A y, finalmente, el diseño de la puesta de tierra.

Pero antes de la realización de estos cálculos, se va a mostrar un flujograma que facilitará el análisis del procedimiento que ha sido aplicado a la hora del diseño de la instalación:

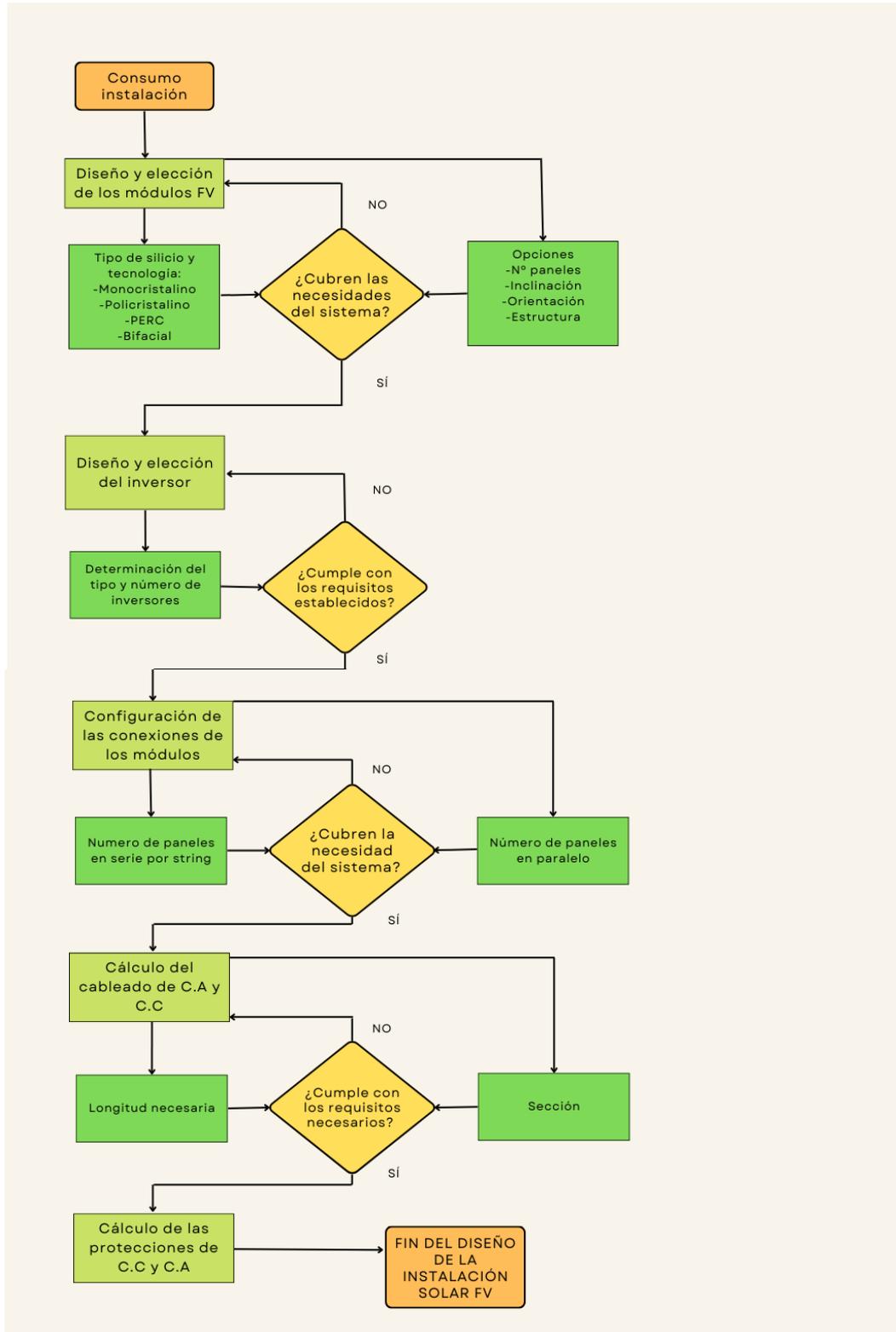


Figura 39. Flujo de diseño de instalación (Fuente: Propia)

**CASO 1:** Para abastecer el consumo de la instalación y realizando la instalación únicamente en la cubierta más eficiente (25° inclinación y +40° azimut)

### 3.4.1. Cálculo de los módulos necesarios

Para la elaboración de los cálculos de la instalación, se va a sobredimensionar el consumo máximo diario de la instalación teniendo en cuenta las pérdidas debidas al inversor, cableado, suciedad, eficiencia de los módulos, etc. Estas pérdidas van a ser consideradas de partida de un valor del 14%, garantizando así que la instalación genere energía eléctrica suficiente. Resultando ser:

$$E_{m\acute{a}x} = \frac{\text{Consumo medio diario}_{m\acute{a}x}}{\eta_{\text{instalaci3n}}} = \frac{39,37}{0,86} = 45,78 \frac{kWh}{d\acute{a}a} \quad (2)$$

Donde:

- $E_{m\acute{a}x}$  = Potencia máxima del sistema sobredimensionada.
- $\text{Consumo medio diario}_{m\acute{a}x}$  = Mayor consumo medio diario de la instalación.
- $\eta_{\text{instalaci3n}}$  = Rendimiento de la instalación, considerando pérdidas por el cableado, suciedad, inversor, etc.

Quedando:

$$E_{m\acute{a}x} = \frac{39,37}{0,86} = 45,78 \frac{kWh}{d\acute{a}a}$$

Una vez calculada la potencia máxima del sistema sobredimensionada, se procederá a conocer la potencia pico a cubrir por el campo generador, por ello se va a aplicar la siguiente fórmula:

$$P_{\text{pico}} = \frac{E_{m\acute{a}x}}{HSP} \quad (3)$$

Siendo:

- HSP = Horas de sol pico diarias para una inclinación de 40° y un acimut de +40°.

Por lo que:

$$P_{pico} = \frac{45,78}{5,47} = 8,37 \text{ kW}_p$$

Tras haber hallado la potencia pico a cubrir, se procede a calcular el número de paneles necesarios:

$$N^{\circ}_{paneles} = \frac{P_{pico}}{P_{pico \text{ paneles}}} \quad (4)$$

Siendo:

- $P_{pico \text{ paneles}}$  = Potencia pico de cada panel Hiku Mono PERC 450 Wp.

Resultando:

$$N^{\circ}_{paneles} = \frac{8370}{450} = 18,6 \approx 19 \text{ paneles}$$

Como el resultado obtenido es un número decimal, se ha hecho un redondeo al alza, dando como resultado una cuantía de 19 módulos Hiku Mono PERC 450 Wp.

Finalmente, se opta por seleccionar 20 paneles, teniendo así un número par que permita un número de módulos en serie igual para las diferentes ramas que estén conectadas en paralelo.

Ya que se ha realizado un aumento en el número de generadores, a continuación, se procederá a calcular la potencia máxima total que estos podrán proporcionar:

$$P_{m\acute{a}x \text{ paneles}} = P_{pico \text{ paneles}} * N^{\circ}_{paneles} = 450 * 20 = 9000 \text{ kW} \quad (5)$$

Siendo:

- $P_{m\acute{a}x \text{ paneles}}$  = Potencia máxima ofrecida por los módulos fotovoltaicos.

### 3.4.2 Cálculos del inversor

Tras haber obtenido la potencia máxima generada por los paneles, se va proceder a realizar el dimensionado del inversor y el cálculo de los inversores necesarios:

$$N^{\circ}_{inv} = \frac{P_{m\acute{a}x\ paneles}}{P_{m\acute{a}x\ inv}} = \frac{9000}{7500} = 1,2 \approx 1\ inversor \quad (6)$$

Donde:

- $P_{m\acute{a}x\ inv}$  = Potencia de entrada máxima procedente de los receptores solares permitida por el inversor. Se trata de un dato ofrecido en la ficha técnica del modelo.

Como se ha justificado en el *apartado 3.2.2*, se va a elegir un inversor que presente aproximadamente entre un 15-20% menos de potencia que la potencia pico instalada en el campo generador. Dicha reducción de potencia no va a ver afectado el rendimiento de la instalación, por lo que se ha elegido emplear 1 único inversor Primo 5.0-1.

### 3.4.3 Configuración y dimensionado de los paneles fotovoltaicos

Una vez determinado el número de módulos y la cantidad de inversores a instalar, se procederá a la elegir la configuración adecuada para ellos. Se va a comenzar calculando el número de paneles que han de ir conectados en serie. Para ello, debemos entender que, al instalar módulos en serie, la intensidad de corriente será la misma para todo el string. Sin embargo, no ocurre lo mismo con la tensión, ya que cuanto mayor sea el número de módulos instalados, mayor tensión habrá.

Un factor clave a la hora de realizar la configuración de los módulos es la tensión máxima y mínima de entrada del inversor. La tensión que presenta a la entrada no puede ser superior a la máxima especificada en la ficha técnica, debido se podría dañar al inversor e incluso ocasionar incendios. Por otro lado, si la tensión de entrada al inversor es menor que la mínima, el mismo inversor no podrá arrancar.

Gracias a las siguientes ecuaciones, se obtendrá un rango de partida de paneles que podrán estar conectados en serie:

$$V_{mp} * N^{\circ}_{paneles\ serie} \geq V_{m\acute{i}n\ inv} \quad (7)$$

Donde:

- $V_{mp}$  = Tensión máxima potencia del módulo.
- $N^{\circ}_{paneles\ serie}$  = Cantidad de paneles conectados en serie.
- $V_{mín\ inv}$  = Voltaje mínimo de entrada para que pueda funcionar el inversor.

Quedando:

$$41,1 * N^{\circ}_{paneles\ serie} \geq 240$$

$$N^{\circ}_{paneles\ serie} \geq 5,84 \approx 6\ paneles\ o\ más$$

Una vez obtenido el mínimo número “posible” de paneles en serie a instalar, se va a aplicar una expresión en la que se podrá determinar el número “máximo” de estos. En realidad, se tratará de valores orientativos, ya que como se va a observar, debido al efecto de la temperatura sobre la tensión de los módulos, el número total de módulos posibles a instalar en serie no siempre va a permitir estos valores máximos y mínimos.

Para la obtención del número de paneles en serie máximo teórico, se va a hacer uso de la siguiente expresión:

$$V_{mp} * N^{\circ}_{paneles\ serie} \leq V_{máx\ inv} \quad (8)$$

Siendo:

- $V_{máx\ inv}$  = Tensión máxima soportada por el inversor en su entrada.

Finalmente, sustituyendo valores:

$$41,1 * N^{\circ}_{paneles\ serie} \leq 800$$

$$N^{\circ}_{paneles\ serie} \leq 19,46 \approx 19\ paneles\ o\ menos$$

Gracias a las expresiones 7 y 8, podemos suponer que el número de paneles en serie por rama a instalar estará entre los 6-20 paneles.

A continuación, se va a proceder con cálculos más exactos del número de paneles en serie. Comenzaremos calculando la media del rango de tensión de operación del inversor.

$$\text{Rango de tensión de operación inversor} = [240 - 800]V$$

Por lo que:

$$\frac{240 + 800}{2} = 520V$$

Una vez obtenido la media del rango de tensión de operación, realizamos su cociente entre el voltaje de máxima potencia del módulo fotovoltaico elegido, quedando:

$$\frac{520}{V_{mp}} = \frac{520}{41,1} = 12,65 \approx 13 \text{ paneles o más}$$

Para comprobar si este número de paneles es suficiente, se va a realizar un estudio para diferentes temperaturas de trabajo de las células fotovoltaicas:

El primer paso será calcular la tensión de máxima potencia para condiciones STC de, por ejemplo, 15 módulos fotovoltaicos en serie:

$$V_{rama} = 15 * V_{mp(25^{\circ}C)} = 15 * 41,1 = 615,5 V \quad (9)$$

→ Se encuentra dentro del rango [240 – 800]V

Siendo:

- $V_{rama}$  = Tensión de una rama de paneles fotovoltaicos.
- $V_{mp(25^{\circ}C)}$  = Tensión máxima potencia a 25°C, en condiciones STC.

Debido a que se encuentra dentro del rango de tensión de operación, se procede a calcular la tensión de circuito abierto para condiciones STC:

$$V_{m\acute{a}x\ oc} = 15 * V_{oc(25^{\circ}C)} = 15 * 49,1 = 736,5\ V \quad (10)$$

→ Queda verificado que se encuentra dentro del rango de trabajo de [240 – 800]V

Al haber obtenido un resultado apto, se efectuará una serie de cálculos a diferentes temperaturas para comprobar la validez de la aplicación de 15 módulos en serie, ya que como se ha explicado anteriormente, la tensión de los módulos variará en función de esta:

Comenzaremos estudiando el valor de tensión de circuito abierto para una temperatura de la célula de 0°C:

$$V_{oc(T2)} = 736,5 - \left( Vtemp_{coef} \frac{\%}{^{\circ}C} \right) * \Delta T \quad (11)$$

Donde:

- $Vtemp_{coef}$  = Coeficiente temperatura que relaciona el porcentaje de variación de la tensión del string en función de la temperatura de trabajo de la célula FV en un momento determinado. Se trata de un dato que se muestra en el datasheet del modelo del panel seleccionado.
- $\Delta T$  = Incremento de temperatura respecto a 25°C.

Quedando:

$$V_{oc(0^{\circ}C)} = 736,5 - (0,27\%) * (0 - 25)$$

$$V_{oc(0^{\circ}C)} = 736,5 + 6,75\%$$

$$V_{oc(0^{\circ}C)} = 736,5 + 49,71 = 786,21\ V$$

→ Se verifica que se encuentra dentro del rango [240 – 800]V

A continuación, se va a proceder a calcular la tensión en el caso de presentar una temperatura de trabajo de célula de -5°C, mediante la misma expresión:

$$V_{oc(-5^{\circ}C)} = 736,5 - (0,27\%) * (-5 - 25)$$

$$V_{oc (-5^{\circ}C)} = 736,5 + 8,1\%$$

$$V_{oc (-5^{\circ}C)} = 736,5 + 59,66 = 796,16 V$$

→ Se encuentra dentro del rango [240 – 800]V

Finalmente se va a comprobar con la temperatura extrema de 75°C en la célula fotovoltaica:

$$V_{oc (75^{\circ}C)} = 736,5 - (0,27\%) * (75 - 25)$$

$$V_{oc (75^{\circ}C)} = 736,5 - 13,5\%$$

$$V_{oc (75^{\circ}C)} = 736,5 - 99,43 = 637,07 V$$

→ Está dentro del rango [240 – 800]V

Una vez verificado el número total de paneles en serie posible a instalar, se estudiará la cantidad de ramas en paralelo que se podrán conectar. El número de estas estará condicionado por la intensidad que el inversor será capaz de soportar:

$$N^{\circ}_{strings\ paralelo} \leq \frac{I_{máx\ MPPT\ inv}}{I_{mp\ módulo}} \quad (12)$$

Siendo:

- $N^{\circ}_{strings\ paralelo}$  = Número total de string en paralelo que van a poder ser conectadas por cada MPPT del inversor.
- $I_{máx\ MPPT\ inv}$  = Corriente máxima admitida por cada MPPT del inversor.
- $I_{mp\ módulo}$  = Intensidad de corriente en el punto de máxima potencia.

Quedando:

$$N^{\circ}_{strings\ paralelo} \leq \frac{12}{10,96}$$

$$N^{\circ}_{strings\ paralelo} \leq 1,095 \approx 0\ ramas\ en\ paralelo$$

Por lo que no se podrá disponer ninguna rama en paralelo, ya que la corriente circulante sería más elevada que la tolerada por cada MPPT del inversor.

Como nos encontramos ante una instalación compuesta por 20 módulos en total y el número máximo que podemos conectar en serie sin sobrepasar la tensión límite es de 15, se instalarán dos strings de 10 paneles en serie, haciendo dos strings simétricas y consiguiendo así un mayor aprovechamiento fotovoltaico.

Ya que el inversor elegido cuenta con 2 MPPT, se podrá disponer de dos strings de módulos con una corriente igual a la de cortocircuito del modelo elegido, siendo esta de 11,6 A. Al ser esta intensidad de corriente menor a la intensidad de corriente máxima por MPPT tolerable por el inversor de 18 A, queda comprobado que será capaz de soportar la conexión de estas dos strings.

Es por ello que a continuación se va a comprobar que, con el número de módulos elegidos en serie, en la entrada del inversor no haya una tensión inferior a la del rango de trabajo del inversor, recurriendo de nuevo, a la *expresión 10*:

$$V_{m\acute{a}x\ oc} = 10 * V_{oc(25^{\circ}C)} = 10 * 49,1 = 491\ V$$

→ Se encuentra dentro del rango [240 – 800]V

Ahora, se procederá a calcular para una temperatura extrema de trabajo de la célula fotovoltaica de 75°C, mediante el uso de la *expresión 11*:

$$V_{oc(75^{\circ}C)} = 491 - (0,27\%) * (75 - 25)$$

$$V_{oc(75^{\circ}C)} = 491 - 13,5\%$$

$$V_{oc(75^{\circ}C)} = 491 - 66,29 = 424,72\ V$$

→ Presenta una tensión dentro del rango [240 – 800]V

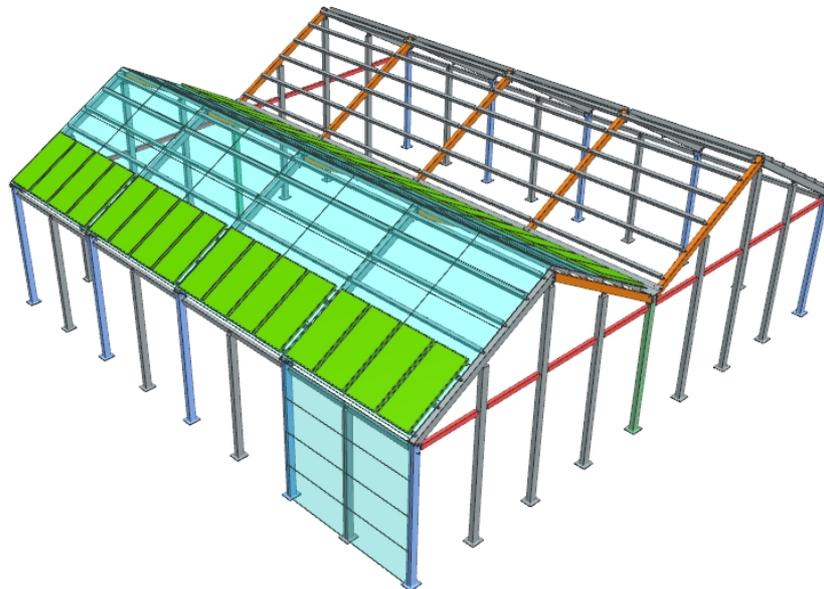
Finalmente, podemos afirmar que mediante 2 strings de 10 módulos en serie, se cumplirá con la tensión necesaria para el correcto funcionamiento del inversor.

**CASO 2:** Instalando el máximo número de módulos posible en ambas cubiertas con una inclinación de 25°

### 3.4.4 Número máximo de paneles a instalar

Como se ha comentado anteriormente, el invernadero presentará una superficie total de 800 m<sup>2</sup>. En este apartado se va a calcular el máximo número de módulos posible a instalar con el objetivo de cubrir la demanda energética, y a la vez, generar la máxima cantidad de energía posible con el objetivo de inyectar el excedente a red y obtener un beneficio económico por ello.

Como se puede observar en la *Figura 40*, se ha decidido construir el invernadero mediante dos filas de módulos básicos. Una presentará 12 módulos básicos, y la otra 13. Cabe mencionar que la figura es una simple representación orientativa, con el objetivo de observar la disposición que estos módulos básicos presentarán.



*Figura 40. Modelo invernadero 3D (Fuente: Propia)*

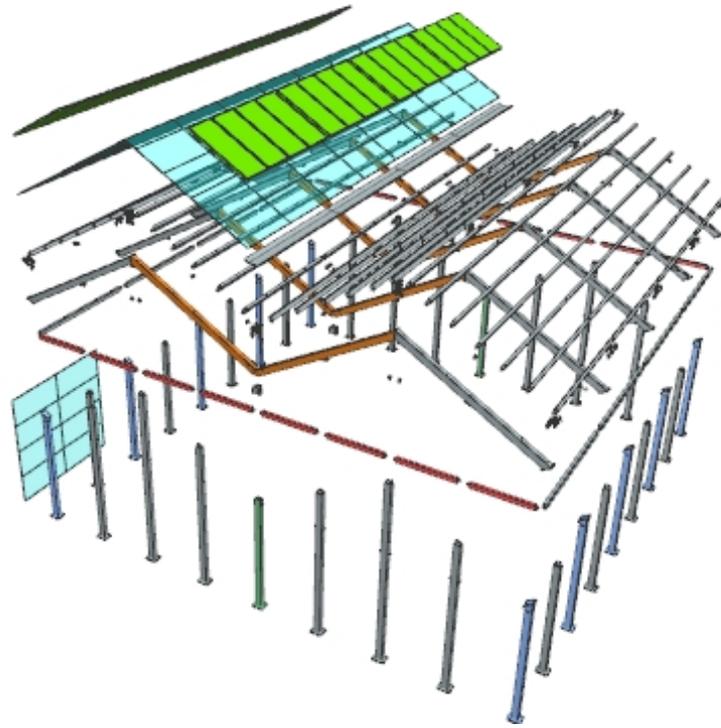


Figura 41. Modelo invernadero explosionado (Fuente: Propia)

Los módulos a instalar tendrán unas dimensiones de 2108 X 1048 mm y serán colocados de la manera más eficiente posible, con el lado más largo orientado al eje Y. Por lo que cada módulo ocupará 1,048 m de la superficie de la estructura más la distancia entre módulos que será de 1 cm.

La longitud que presentará la superficie aprovechable será la longitud de un módulo básico del invernadero multiplicado por el número de veces que se repita. Como se ha mencionado anteriormente, el módulo básico va a ser repetido 25 veces por lo que la longitud de la superficie en la que se van a instalar los paneles quedará:

$$\text{Longitud superficie} = 4 * 25 = 100 \text{ m}$$

Por lo que, si consideramos una distancia de separación entre módulos de 1 cm, quedará:

$$\text{Longitud ocupada por módulo} = \text{Anchura}_{\text{módulo}} + 0,01$$

$$\text{Longitud ocupada por módulo} = 1,048 + 0,01 = 1,058 \text{ m}$$

Una vez obtenida la distancia que ocupará cada módulo, se va a calcular el número máximo de paneles a aplicar por pendiente mediante la expresión:

$$\frac{100}{1,058} = 94,6 \text{ módulos} \approx 95 \text{ módulos por pendiente}$$

Como sabemos que se van a instalar paneles en las dos pendientes, quedará un número total de:  $95 * 2 = 190$  paneles instalados.

### 3.4.5 Potencia total instalada

En el apartado anterior se ha determinado que el máximo número de paneles a instalar entre las dos pendientes, siendo un total de 190 módulos. Por ello, se va a calcular la potencia pico instalada nuevamente, mediante la *expresión 5*:

$$P_{\text{máx paneles}} = P_{\text{pico paneles}} * N^{\circ}_{\text{paneles}} = 450 * 190 = 85,5 \text{ kW}$$

Como se puede observar, ocupando el 50% de la superficie de la estructura con módulos fotovoltaicos, se ha obtenido una potencia pico total de 85,5 kW en la instalación.

### 3.4.6 Cálculos del inversor

El cálculo del número total de inversores a aplicar será determinado por el empleo de la *expresión 6*, definida anteriormente:

$$N^{\circ}_{\text{inv}} = \frac{P_{\text{máx paneles}}}{P_{\text{máx inv}}} = \frac{85500}{78000} = 1,09 \approx 1 \text{ inversor}$$

Gracias a la aplicación de un inversor MAX 60KTL3 LV de la compañía Growatt, se garantizará un correcto funcionamiento de la instalación, ya que la potencia de los inversores presentará menos de un 10% de potencia respecto a la potencia pico instalada en el campo generador. Por lo que queda comprobado que esta opción será la más viable y óptima para el proyecto.

### 3.4.7 Configuración y dimensionado de los paneles fotovoltaicos

Como se ha mencionado en el *apartado 3.4.3*, tras haber obtenido el número de módulos e inversores necesarios para el proyecto, se va a proceder a realizar la configuración de los módulos.

Primero, se procederá con el cálculo de módulos conectados en serie y, para ello, se va a hacer uso de la tensión media de trabajo en la entrada del inversor, siendo:

$$\text{Rango de tensión de operación inversor} = [200 - 1000]V$$

Por lo que:

$$\frac{200 + 1000}{2} = 600V$$

Una vez obtenido el valor medio del rango de tensión de operación en la entrada del inversor, realizamos su división entre el voltaje de máxima potencia del modelo de módulo fotovoltaico elegido, obteniendo:

$$\frac{600}{V_{mp}} = \frac{600}{41,1} = 14,6 \approx 15 \text{ paneles o más}$$

A continuación, se va a realizar un estudio para diferentes temperaturas de trabajo de las células fotovoltaicas, considerando un número de paneles inicial en serie por string de 19.

El primer paso será calcular la tensión de máxima potencia para condiciones STC de 19 módulos fotovoltaicos en serie, mediante la *expresión 9*:

$$V_{rama} = 19 * V_{mp(25^{\circ}C)} = 19 * 41,1 = 780,9 V$$

→ Se encuentra dentro del rango [200 – 1000]V

Debido a que se encuentra dentro del rango de tensión de operación, se procede a calcular la tensión de circuito abierto para condiciones STC, a través de la *ecuación 10*:

$$V_{m\acute{a}x\ oc} = 19 * V_{oc(25^{\circ}C)} = 19 * 49,1 = 932,9 V$$

→ Queda verificado que se encuentra dentro del rango de trabajo de [200 – 1000]V

Al haber obtenido un resultado apto, se efectuará una serie de cálculos a diferentes temperaturas para corroborar la validez de la aplicación de 18 módulos en serie:

Comenzaremos con la aplicación de la *ecuación 11* estudiando así el valor de tensión de circuito abierto para una temperatura de la célula de 0°C:

$$V_{m\acute{a}x\ oc\ (0^{\circ}C)} = 932,9 - \left(0,27 \frac{\%}{^{\circ}C}\right) * \Delta T$$

$$V_{m\acute{a}x\ oc\ (0^{\circ}C)} = 932,9 - (0,27\%) * (0 - 25)$$

$$V_{m\acute{a}x\ oc\ (0^{\circ}C)} = 932,9 + 6,75\%$$

$$V_{m\acute{a}x\ oc\ (0^{\circ}C)} = 932,9 + 62,97 = 995,87\ V$$

→ Se verifica que se encuentra dentro del rango [200 – 1000]V

Finalmente se va a comprobar con la temperatura extrema de 75°C en la célula fotovoltaica:

$$V_{m\acute{a}x\ oc\ (75^{\circ}C)} = 932,9 - (0,27\%) * (75 - 25)$$

$$V_{m\acute{a}x\ oc\ (75^{\circ}C)} = 932,9 - 13,5\%$$

$$V_{m\acute{a}x\ oc\ (75^{\circ}C)} = 932,9 - 125,94 = 806,96\ V$$

→ Está dentro del rango [200 – 1000]V

Una vez comprobado el correcto funcionamiento del inversor considerando el número de módulos en serie calculado, se estudiará la cantidad de ramas en paralelo que se podrán conectar. El número de estas estará condicionado por la intensidad que el inversor será capaz de soportar, por lo que empleando la *expresión 12*:

$$N^{\circ}_{strings\ paralelo} \leq \frac{I_{m\acute{a}x\ MPPT\ inv}}{I_{mp\ m\acute{o}dulo}}$$

$$N^{\circ}_{strings\ paralelo} \leq \frac{25}{10,96}$$

$$N^{\circ}_{strings\ paralelo} \leq 2,16 \approx 2\ ramas\ en\ paralelo\ por\ cada\ MPPT.$$

Como el modelo MAX 60KTL3 LV presenta un total de 6 MPPT con 2 entradas cada uno, se va a disponer de un total de 12 entradas en las que se podrán conectar los diferentes strings de paneles.

Es por ello que, para la conexión de los 190 módulos, se hará uso de 10 strings formados cada uno por 19 módulos en serie. Lo que quiere decir que por cada MPPT habrá dos strings conectados en paralelo. Dejando así 1 MPPT del inversor libre de conexiones, es decir, dejando libre 2 de las 12 entradas disponibles.

Finalmente, obtendremos la intensidad por MPPT a través de la siguiente ecuación:

$$I_{rama\ MPPT} = I_{mp} * N^{\circ}_{strings\ paralelo} \quad (13)$$

Siendo:

- $I_{rama\ MPPT}$  = Intensidad de corriente circulante por cada rama conectada a un MPPT.

Sustituyendo valores:

$$I_{rama\ MPPT} = 10,96 * 2 = 21,92\ A$$

Por lo que, cada string conectada a una entrada de un MPPT, presentará una intensidad de corriente de 21,92 A (menor que los 25 A que presenta el modelo como máximo). A su vez, se trabajará con una tensión de rama de 780,9 V, siendo la tensión de circuito abierto igual a 932,9 V (por debajo de los 1000V que presenta el modelo como rango de trabajo máximo). Debido a ello, queda comprobado que la configuración diseñada en el proyecto, será válida.

### 3.4.8 Cálculos del cableado

Como ya se ha mencionado en el *apartado 2.4*, los cálculos de la sección y longitud del conductor son tan importantes como el dimensionado de cualquier otro elemento de la instalación. Se realizará el cálculo de las tres partes diferenciadas referentes al cableado. Primeramente, será realizado el del cableado del circuito de corriente continua, seguido de el del cableado del circuito de corriente alterna, y finalmente, se realizará el dimensionado del cableado de protección.

Cabe mencionar que, para todos los tramos de conductores de la instalación, se utilizará cable del tipo RV-K (0,6-1 kV), debido a su elevado rendimiento y garantía de seguridad en exteriores. Además, se trata de un conductor que cumple con los requisitos de la UNE 21123 e IEC 60502.

#### 3.4.8.1 Cableado de corriente continua

Se trata del cableado del circuito que comprende la conexión entre la salida de los módulos fotovoltaicos y la entrada al inversor, además del tramo en el que irán instaladas las protecciones de C.C. Para el desarrollo del dimensionado de este tipo de cableado se va a proceder a aplicar el criterio de caída de tensión. Cabe destacar que el método empleado a la hora de instalar el cableado de la parte de continua será a través de cables enterrados.

Para comenzar, se calcula la sección de cable mínima necesaria aplicando un coeficiente de seguridad del 1,25 sobre la intensidad máxima circulante por string:

$$I_{rama\ MPPT'} \geq 1,25 * I_{rama\ MPPT} \quad (14)$$

$$I_{rama\ MPPT'} \geq 1,25 * 21,92 = 27,4\ A$$

Siendo:

- $I_{MPPT'}$  = Intensidad de corriente de cada rama sobredimensionada.

Una vez obtenido el valor sobredimensionado de la intensidad de corriente por rama, se va a hacer uso del criterio de la caída de tensión. Gracias a este criterio, se va a poder obtener un valor de sección mínima normalizado y óptimo para la parte de C.C de nuestra instalación.

$$S_{C.C} \geq \frac{2 * l_{C.C} * I_{rama\ MPPT'}}{\Delta V * \sigma} \quad (15)$$

Donde:

- $S_{C.C}$  = Sección de cableado de la parte de corriente continua.
- $l_{C.C}$  = Longitud del cableado en metros del tramo de corriente continua.
- $\Delta V(\%)$  = Caída de tensión máxima admitida en el conductor seleccionado y para cualquier condición de trabajo del mismo.
- $\sigma$  = Conductividad eléctrica del conductor escogido a la máxima temperatura admisible por el aislante. Como se ha aplicado el XLPE como aislante y su máxima temperatura soportable es de 90°C, se trata de la conductividad presentada en el cobre a dicha temperatura.

La caída de tensión máxima admitida por un circuito de corriente continua se extrae del Pliego de Condiciones técnicas del IDAE, teniendo un valor del 1,5% de la tensión total de máxima potencia por string. Como cada rama de nuestro circuito presenta un número de paneles igual, la tensión de máxima potencia será la misma para todas. El valor de la tensión de máxima potencia de cada rama será:  $41,1 \cdot 19 = 780,9$  V. Por lo que el 1,5%, tendrá un valor de 11,71 V. Como la caseta del inversor va a estar instalado próxima a la parte central del invernadero, se va a realizar los cálculos de cableado para la distancia más lejana de conexión que necesitamos, siendo esta de unos 60 m de distancia. Por último, otro parámetro a considerar es la conductividad del cobre a máxima temperatura soportable por su aislante, en nuestro caso con un recubrimiento de XLPE (a 90°C), siendo esta de un valor de 44 m/ohm\*mm<sup>2</sup>.

Sustituyendo valores quedará:

$$S_{C.C} \geq \frac{2 * 60 * 27,4}{11,71 * 44} = 6,38 \text{ mm}^2$$

A continuación, en *la tabla 12*, se podrá observar los diferentes métodos de instalación de referencia normalizados, y seguidamente, en *la tabla 13*, se expondrán las corrientes máximas según la sección, método de instalación y aislante aplicados establecidos por la Norma UNE-HD 60364-5-52.

**TABLA B.52-1 (UNE-HD 60364-5-52: 2014) Métodos de instalación de referencia**

Instalación de referencia			Tabla y columna			
			Intensidad admisible para los circuitos simples			
			Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE o EPR	
			Número de conductores			
			2	3	2	3
	Local Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante	<b>A1</b>	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 7b	Tabla C.52-1 bis columna 6b
	Local Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislante	<b>A2</b>	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 2	Tabla C.52-1 bis columna 6b	Tabla C.52-1 bis columna 5b
	Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	<b>B1</b>	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 10b	Tabla C.52-1 bis columna 8b
	Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	<b>B2</b>	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 8b	Tabla C.52-1 bis columna 7b
	Cables unipolares o multipolares sobre una pared de madera o mampostería	<b>C</b>	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 11	Tabla C.52-1 bis columna 9b
	Cable multiconductor en conductos enterrados	<b>D1</b>	Tabla C.52-2 bis columna 3	Tabla C.52-2 bis columna 4	Tabla C.52-2 bis columna 5	Tabla C.52-2 bis columna 6
	Cables con cubierta unipolares o multipolares directamente en el suelo	<b>D2</b>				
	Cable multiconductor al aire libre Distancia al muro no inferior a 0,3 veces el diámetro del cable	<b>E</b>	Tabla C.52-1 bis columna 9a	Tabla C.52-1 bis columna 7a	Tabla C.52-1 bis columna 12	Tabla C.52-1 bis columna 10b
	Cables unipolares en contacto al aire libre Distancia al muro no inferior al diámetro del cable	<b>F</b>	Tabla C.52-1 bis columna 10a	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 13	Tabla C.52-1 bis columna 11
	Cables unipolares espaciados al aire libre Distancia entre ellos como mínimo el diámetro del cable	<b>G</b>	Ver UNE-HD 60364-5-52			

**XLPE:** Polietileno reticulado (90°C)    **EPR:** Etileno-propileno (90°C)    **PVC:** Policloruro de vinilo (70°C)

**Cobre:**  $\rho_{20} = 1/56 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$ ;    **Aluminio:**  $\rho_{20} = 1/35 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$

$$\rho = K_{\theta} \cdot \rho_{20}$$

**Para el cobre y el aluminio:**  $\theta = 70^{\circ}\text{C} \rightarrow K_{\theta} = 1,20$ ;     $\theta = 90^{\circ}\text{C} \rightarrow K_{\theta} = 1,28$

**POTENCIAS NORMALIZADAS DE TRANSFORMADORES (EN kVA):**

5, 10, 15, 20, 30, 50, 75, 100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000

**FACTORES DE MAYORACIÓN  $K_{\theta}$ :** 1,25 para motores y 1,8 para lámparas de descarga

Tabla 12. Diferentes métodos de instalación de cableado (Fuente: UNE-HD 60364-5-52)

**TABLA C.52-1 bis (UNE-HD 60364-5-52: 2014)**  
**Intensidades admisibles en amperios Temperatura ambiente 40 °C en el aire**

Método de instalación de la tabla B.52-1	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento																		
	A1	PVC 3	PVC 3	PVC 2				XLPE 3	XLPE 2										
A2	PVC 3	PVC 2			XLPE 3														
B1				PVC 3		PVC 2					XLPE 3						XLPE 2		
B2			PVC 3	PVC 2					XLPE 3		XLPE 2								
C						PVC 3				PVC 2			XLPE 3				XLPE 2		
E								PVC 3				PVC 2				XLPE 3		XLPE 2	
F										PVC 3				PVC 2			XLPE 3	XLPE 2	
1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13	
<b>Sección mm<sup>2</sup></b>																			
<b>Cobre</b>																			
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	-	
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	-	
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	-	
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	-	
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	-	
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	-	
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146	
35	-	-	-	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182	
50	-	-	-	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220	
70	-	-	-	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282	
95	-	-	-	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343	
120	-	-	-	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397	
150	-	-	-	-	-	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458	
185	-	-	-	-	-	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	
240	-	-	-	-	-	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	
<b>Alu- minio</b>																			
2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20	20	21	23	25	-	
4	15	16	17	19	20	21	22	22	23	24	25	26	28	27	29	31	34	-	
6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35	36	38	40	44	-	
10	26	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	46	49	50	52	56	60	-	
16	35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66	66	70	76	82	-	
25	46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81	84	88	91	98	110	
35	-	-	-	74	78	78	81	83	87	89	93	97	101	104	109	114	122	136	
50	-	-	-	90	94	95	100	101	106	108	113	118	123	127	132	140	149	167	
70	-	-	-	115	121	121	127	130	136	139	145	151	158	162	170	180	192	215	
95	-	-	-	140	146	147	154	159	166	169	177	183	192	197	206	219	233	262	
120	-	-	-	161	169	171	179	184	192	196	205	213	222	228	239	254	273	306	
150	-	-	-	-	-	196	205	213	222	227	237	246	257	264	276	294	314	353	
185	-	-	-	-	-	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361	406	
240	-	-	-	-	-	261	273	287	300	306	320	332	347	355	372	399	427	482	

Aislamientos termoestables (90°C)		Aislamientos termoplásticos (70°C)	
XLPE: Polietileno reticulado	EPR: Etileno-propileno	PVC: Policloruro de vinilo	

Tabla 13. Corrientes máximas según la sección, método de instalación y aislante aplicado (Fuente: UNE-HD 60364-5-52)

La sección necesaria obtenida a través del criterio de la caída de tensión ha sido de  $6,38 \text{ mm}^2$ , por lo que observando la *tabla 13*, se ha buscado el valor superior más próximo y se ha obtenido una sección nominal de  $10 \text{ mm}^2$ . Gracias al uso de un conductor de dicha sección, va a ser más que suficiente para un correcto funcionamiento del tramo de C.C.

Por último, se va a estudiar el valor de la sección de los conductores para la conexión entre paneles, siendo el incremento de la caída de tensión igual al 1,5% de 41,1 V, y la longitud necesaria igual al ancho del panel + 5mm de separación ( $1,048 + 0,005=1,053\text{m}$ ).

Comenzamos sobredimensionando la corriente eléctrica del modelo de módulo elegido a través de la *expresión 14*, quedando:

$$I_{mp'} = I_{mp} * 1,25$$

$$I_{mp'} = 10,96 * 1,25 = 13,7 \text{ A}$$

Una vez obtenido el valor de la intensidad de corriente sobredimensionado, se va a hacer uso de la *expresión 15*, obteniendo la sección necesaria de la siguiente forma:

$$S_{c.c} \geq \frac{2 * 1,053 * 13,7}{0,6165 * 44} = 1,063 \text{ mm}^2$$

Por lo que el valor seleccionado para el cableado de conexión de los paneles entre sí será de  $1,5 \text{ mm}^2$ .

En la siguiente tabla, se puede observar un resumen del cableado que va a ser aplicado en el tramo de C.C:

Tramos		
Conexión	Entre los paneles	Paneles – Inversor
Longitud (m)	1,053	60
Sección (mm <sup>2</sup> )	1,5	10

Tabla 14. Longitud y sección de los diferentes tramos de C.C (Fuente: Propia)

### 3.4.8.2 Cableado de corriente alterna

Como su propio nombre indica, el cableado de corriente alterna es aquel que conecta la salida del inversor con la entrada del cuadro de protecciones de C.A, y a su vez, posibilita la conexión entre los diferentes receptores del circuito. Cabe mencionar, que, si los cálculos nos lo permiten, este tramo estará compuesto por conductores enterrados. Al igual que se ha realizado con el cableado de corriente continua, se aplicará el criterio mencionado anteriormente, el de la caída de tensión.

Comenzaremos al igual que en el apartado anterior, realizando un sobredimensionamiento de la intensidad de corriente que circulará por el tramo:

$$I_{m\acute{a}x \text{ tramo } C.A} \geq 1,25 * I_{m\acute{a}x \text{ inv}}$$

$$I_{m\acute{a}x \text{ tramo } C.A} \geq 1,25 * 96,6 = 120,75 \text{ A}$$

Siendo:

- $I_{m\acute{a}x \text{ tramo } C.A}$  = Intensidad de corriente máxima sobredimensionada en el tramo de corriente alterna.
- $I_{m\acute{a}x \text{ inv}}$  = Intensidad de corriente máxima en la salida del inversor.

Una vez se ha sobredimensionado la corriente circulante, se procede a volver a hacer uso del criterio de la caída de tensión a través a la *expresión 15*:

$$S_{C.A} \geq \frac{2 * l_{C.A} * I_{m\acute{a}x \text{ tramo } C.A}}{\Delta V * \sigma}$$

Para la obtención de la caída de tensión, se va a volver a tener en cuenta las recomendaciones del IDAE, y en este caso, se calculará como el 3% de la tensión del tramo de C.A, al tratarse de conexión trifásica, de 400 V. Por lo que dicho valor será:  $400 * (3/100) = 12 \text{ V}$ .

La longitud de este tramo será de 100 m y la conductividad del material será la misma, 44 m/ohm\*mm<sup>2</sup>. Por lo que, sustituyendo en la expresión, quedará:

$$S_{C.A} \geq \frac{2 * 100 * 120,75}{12 * 44} = 45,74 \text{ mm}^2$$

Volviendo a observar la *tabla 13*, se ha obtenido el valor de sección nominal superior más cercano a la del calculado mediante el criterio de caída de tensión, siendo de  $50 \text{ mm}^2$ .

### 3.4.9 Cálculos de los elementos de protección

Como se ha comentado en el apartado 2.5.1, el correcto diseño de los elementos de protección en una instalación eléctrica es fundamental a la hora de elaborar el proyecto. Se comenzará realizando los cálculos pertinentes para las protecciones de corriente continua, seguido de los cálculos de las de corriente alterna.

#### 3.4.9.1 Protecciones del circuito de corriente continua

Las protecciones del circuito de corriente continua están formadas por: Los fusibles, el descargador de tensiones y el vigilante de aislamiento. Gracias a estos elementos, se garantiza la seguridad del circuito frente a sobreintensidades, sobretensiones e incluso contactos directos e indirectos.

**-Fusibles:** Son elementos de protección encargados de abrir el circuito si la corriente que circula por él supera a la intensidad nominal del modelo instalado, protegiendo así a todos los elementos de posibles sobreintensidades.

Si aplicamos la expresión del ITC-BT-22 procedente del REBT, para garantizar la protección frente a sobreintensidades, se ha de verificar la siguiente condición:

$$I_B \leq I_N \leq 0,9 * I_Z \quad (16)$$

Siendo:

- $I_B$ = Intensidad de corriente del circuito, siendo igual a la  $I_{m\acute{a}x \text{ tramo C.A}}$  obtenida a través de la *expresión 14*.
- $I_N$ = Intensidad de corriente nominal fusible.
- $I_Z$ = Intensidad de corriente máxima admisible definida por la norma. En nuestro caso, como se puede observar en la *tabla 13*, para una sección de  $10 \text{ mm}^2$  aplicando conductores enterrados, será de 45 A.

Sustituyendo:

$$21,92 \leq I_N \leq 0,9 * 45$$

$$21,92 A \leq I_N \leq 40,5 A$$

Por lo que será elegido un valor normalizado que esté comprendido entre el rango de intensidad [21,92 – 37,8] A. Finalmente se ha optado por la selección de un fusible de la marca DC, en concreto del modelo FUSE 10,3X38 25A PV. Este modelo de fusible es capaz de soportar hasta 1000 V de tensión, siendo la tensión máxima a soportar de 932,9 V. Por lo que será válido para nuestro circuito. La ficha técnica del modelo estará disponible en el Anexo de "Fichas Técnicas".

**-Descargador de sobretensiones:** Es el dispositivo encargado de proteger la entrada del inversor frente a sobretensiones transitorias. Se va a elegir un modelo que tenga una tensión máxima de 1000 V, por lo que se comprobará que las ramas de módulos no lleguen a producir dicha tensión:

$$V_{oc} * N_{paneles\ serie} < 1000 V$$

$$19 * 49,1 < 1000$$

$$932,9 V < 1000 V$$

Como se ha comprobado en la expresión, la tensión de cada rama es inferior a los 1000 V del descargador de sobretensiones. Finalmente se ha optado por el modelo DC - OBO V20 2-PH-1000, cuya ficha técnica también será adjuntada en el Anexo de "Fichas Técnicas".

**-Vigilante de aislamiento:** Se trata del elemento protector frente a contactos directos e indirectos. Además, se va a instalar un interruptor de C.C.

Como ocurre en el caso del descargador de tensiones, el producto entre la tensión de circuito abierto por el número de paneles en serie por rama ha de ser inferior a la tensión de activación del vigilante de aislamiento. Como en nuestro caso se ha elegido un modelo de 1000V, el ISO-Check PV 1000 de la compañía Cirprotec, la expresión quedará:

$$V_{oc} * N_{paneles\ serie} < 1000 V$$

$$932,9 V < 1000 V$$

Por lo tanto, queda verificado el correcto funcionamiento del modelo instalado. La ficha técnica quedará adjuntada en el Anexo de "Fichas Técnicas".

### 3.4.9.2 Protecciones del circuito de corriente alterna

El conjunto encargado de proteger el tramo de corriente alterna estará formado por un interruptor magnetotérmico, un interruptor diferencial y los PIA (Pequeños Interruptores Automáticos). Se trata de aquellos elementos encargados de proteger la parte de la salida del inversor, pasando por los diferentes circuitos individuales de los receptores, hasta el tramo encargado de conectar la instalación con la red de distribución. Como se ha mencionado anteriormente, se va a garantizar el cumplimiento de la normativa UNE-EN 61008-1:2013/A12:2017.

#### **-Interruptor magnetotérmico:**

El objetivo principal del interruptor magnetotérmico es la de proteger al circuito frente a sobreintensidades y cortocircuitos. Para poder realizar un correcto diseño del interruptor diferencial de nuestro circuito, se va a volver a recurrir a la Norma UNE-HD 60364-5-52. Como sabemos que nuestro cableado del tramo de corriente alterna estará compuesto de cable de cobre con recubrimiento XLPE, va a estar enterrado en casi su totalidad y que su intensidad de corriente máxima va a ser de 120,75 A, aplicaremos diferentes criterios para el dimensionado de este interruptor:

- **Protección frente a sobreintensidades:**

Se comenzará estudiando la intensidad nominal del interruptor magnetotérmico a diseñar mediante el uso de la expresión:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (17)$$

$$120,75 \text{ A} \leq I_N \leq 155 \text{ A}$$

Por lo que la intensidad nominal del magnetotérmico deberá tener un valor entre 120,75 A y 155 A.

- **Protección frente a cortocircuitos:**

Para el cálculo de la protección frente a cortocircuitos se va a aplicar la siguiente expresión:

$$I_{sc \text{ máx}} < Pdc \quad (18)$$

Siendo:

- $I_{sc\ máx}$  = Corriente máxima de cortocircuito en A.
- Pdc = Poder de corte del interruptor. Corriente máxima que el interruptor magnetotérmico puede cortar.

El valor de  $I_{sc\ máx}$  se obtiene por la ley de Ohm de la siguiente forma:

$$I_{sc\ máx} = \frac{V_{tramo\ C.A.}}{0,8\ \Omega}$$

$$I_{sc\ máx} = \frac{400\ V}{0,8\ \Omega} = 500\ A$$

Donde:

- $V_{tramo\ C.A.}$  = Tensión en el tramo de corriente alterna del circuito.

Como la corriente de cortocircuito de la compañía suministradora es de 5 kA, se va a seleccionar un magnetotérmico con un poder de corte con un valor más elevado.

Debido a ello, se va a configurar un poder de corte del interruptor de 10 kA y de 125 A de corriente nominal, cumpliendo así con las condiciones necesarias para la instalación. En concreto, se va a instalar el modelo trifásico Acti9 C120N, 4P, 125 A, C curva, 10000 A, 10 kA de la marca Schneider electric, cuya ficha técnica será adjuntada en el Anexo de "Fichas Técnicas".

#### **-Interruptor diferencial:**

La principal función de este elemento de protección es la de proteger a los usuarios de contactos directos verificando que la corriente que pasa entre las tres fases y el neutro tengan el mismo valor.

El interruptor diferencial a instalar en el proyecto presentará una intensidad nominal de 125 A y una corriente de disparo o sensibilidad de 300mA, ya que no los hay de corriente de disparo menor para el amperaje necesario. Por ello se ha seleccionado el modelo Diferencial 4P 125A 300MA A - Superinmunizado, de la empresa Revalco.

Por último, cabe comentar que ambos interruptores se encontrarán en el cuadro de protecciones de C.A, dentro de la caseta en la que se va a situar el inversor.

### 3.4.10 Cálculos de la puesta a tierra

Como se ha comentado en el *apartado 2.6*, la puesta a tierra es un sistema de seguridad necesario en toda instalación fotovoltaica que consiste en la conexión de todos los elementos eléctricos de corriente alterna en un mismo punto de tierra. Además, se aplicará un punto de tierra independiente para la conexión de las estructuras metálicas presentes (invernadero, estructura y marco metálico de los módulos), protegiendo al usuario de posibles corrientes transitorias y evitando que entre en contacto directo con la electricidad.

Para poder calcular este mecanismo, se aplica el ITC-BT-18, logrando obtener así el valor de diseño de la resistencia a tierra, el cual ha de ser menor que la resistencia de tierra admisible por las masas de baja tensión.

Se comenzará calculando la resistencia de tierra admisible por las masas de baja tensión mediante la ecuación siguiente:

$$R_{adm} = \frac{U_L}{I_n} \quad (19)$$

Donde:

- $R_{adm}$  = Resistencia a tierra admisible por las masas de BT.
- $U_L$  = Tensión límite definida por la normativa del ITC-BT-18.
- $I_n$  = Corriente de disparo del interruptor diferencial.

Quedando:

$$R_{adm} = \frac{24 V}{0,3 A} = 80 \Omega$$

Seguido de este cálculo, se va a proceder a obtener el valor de la resistencia de tierra. Para ello, se ha hecho uso de la *tabla 15*:

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad Ohm.m
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3.000

Tabla 15. Resistividad normalizada según la naturaleza del terreno (Fuente: Fuente: ITC-BT-18)

Una vez obtenido el valor medio de la resistividad del terreno, siendo este aproximadamente de 250  $\Omega\text{m}$ , ya que se trata de un terreno cultivable medianamente fértil, se calculará el tamaño de la pica de la puesta a tierra aplicando la siguiente expresión:

$$L = \frac{\rho}{R_{adm}} \quad (20)$$

Donde:

- $L$  = Longitud de las picas en m.
- $\rho$  = La resistividad del terreno donde se encuentra la puesta a tierra en  $\Omega\text{m}$ .

$$L = \frac{250}{80} = 3,125 \text{ m}$$

Una vez obtenida las dimensiones de las picas a instalar, se va a proceder a calcular la resistencia de tierra, suponiendo de antemano que se van a emplear cuatro picas, debido a que se va a tratar de obtener una  $R_T$  menor o igual a 20 ohm. Quedando de la siguiente manera:

$$R_T = \frac{\rho}{n * L} \quad (21)$$

$$R_T = \frac{250}{4 * 3,125}$$

$$R_T = 20 \Omega$$

Siendo:

- $n$  = Número de picas a instalar.

Finalmente, tras haber obtenido  $R_{adm}$  y  $R_T$ , se puede verificar que se cumple la siguiente expresión:

$$R_T < R_{adm}$$

$$20 \Omega < 80 \Omega$$

Además, el *ITC-BT-18* exige otra condición por la que cualquier masa no puede dar tensiones de contacto más elevadas de 24 V, por ello se comprueba la siguiente ecuación:

$$V_T = R_T * I_n \quad (22)$$

$$V_T = 20 * 0,3 = 6 V$$

$$6 V < 24 V$$

A través de la cual, se confirma que nuestra puesta a tierra cumple con la normativa correspondiente.

Por último, se va a proceder a calcular la sección correspondiente de los conductores de protección de tierra de la instalación. Para ello, también se hará uso del *ITC-BT-18* a través de la siguiente tabla:

Sección de los conductores de fase de la instalación $S$ (mm <sup>2</sup> )	Sección mínima de los conductores de protección $S_p$ (mm <sup>2</sup> )
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla 16. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase (Fuente: ITC-BT-18)

Si nos fijamos en la sección que va a ser aplicada para la fase en el tramo de C.C, podemos observar que se trata de 10mm<sup>2</sup>. El *ITC-BT-18* dictamina que al ser una sección nominal inferior a 16 mm<sup>2</sup>, la sección del conductor de tierra, será igual que la de fase, por lo que la tierra de la parte de continua presentará una sección de 16 mm<sup>2</sup>.



Por otro lado, para el tramo de C.A, se ha establecido una sección de  $50\text{mm}^2$ . Como supera los  $35\text{mm}^2$ , según el reglamento, deberemos emplear para su tierra una sección igual a la mitad de la nominal de la de fase. Por lo que será empleado un cable de tierra de  $25\text{mm}^2$ .



INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN INVERNADERO DE  
ACELGAS

DOCUMENTO N°2: PRESUPUESTO Y  
ESTUDIO ECONÓMICO  
GRADO ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

AUTOR/A: Alejandro Vicedo Soler  
Tutor/a: Vicente Donderis Quiles  
Cotutor/a: Pedro Martín Concepción  
CURSO ACADÉMICO: 2021-2022



## Índice

4. Presupuesto y análisis de la instalación .....	91
4.1 Presupuesto.....	91
4.2 Análisis energético a lo largo de los años .....	93
4.2.1 Generación eléctrica por simulación .....	93
4.2.2 Generación eléctrica teórica.....	97
4.2.3 Generación eléctrica a lo largo de 25 años .....	98
4.3 Análisis económico a lo largo de los años.....	100
4.3.1 Coste del kWh en el primer año .....	100
4.3.2 Coste del kWh tras 25 años .....	101
4.3.3 Beneficio por venta de excedente a lo largo de 25 años .....	102
4.3.4 Ahorro en la tarifa de la luz a lo largo de 25 años .....	104
4.3.5 Beneficio de la instalación a lo largo de 25 años .....	106
4.3.6 Cálculo del VAN, TIR y ROI .....	106
4.4 Conclusión .....	110

## 4. Presupuesto y análisis de la instalación

Una vez terminada la memoria, se va a proceder a realizar un análisis energético-económico que nos permita observar la capacidad de generación eléctrica que presentará la instalación a lo largo de los años, el presupuesto necesario para la instalación (incluyendo horas de oficina y gastos por la mano de obra) y construcción del invernadero, y finalmente, se va a realizar un estudio económico en el que se reflejará de rentabilidad y viabilidad del proyecto.

### 4.1 Presupuesto

Para la realización de este apartado, se va a calcular el coste completo de la instalación solar fotovoltaica realizando un sumatorio de los diferentes elementos que la componen, el coste en del conjunto de servicios a contratar e incluso la cantidad a abonar por la construcción del propio vivero. Todo ello se va encontrar con IVA incluido.

Debido al elevado volumen de los elementos adquiridos, se ha llegado a realizar un acuerdo con la compañía proveedora, presentando un descuento del 18% de todo el valor de los módulos fotovoltaicos, cableado, protecciones y materiales para la construcción de la estructura y el invernadero. Este descuento será considerado tras haber realizado el cálculo del presupuesto total de la instalación. Por lo que el presupuesto final quedará de la siguiente manera:

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO (€ CON IVA)	IMPORTE (€)
<b>EQUIPOS PRINCIPALES</b>				
Módulo FV Hiku MonoPerc 450W - Canadian Solar	190	Ud.	242,4	46056
Inversor MAX 60KTL3 LV - Growatt	1	Ud.	3786,55	3786,55
<b>TOTAL EQUIPOS PRINCIPALES</b>		€.		49842,55
<b>ELEMENTOS ELÉCTRICOS</b>				
Fusible FUSE 10,3X38 25A PV	10	Ud.	18,19	181,9
Portafusible Fuse	10	Ud.	5,32	53,2
Descargador sobretensiones OBO V20	10	Ud.	20,85	208,5
Vigilante de aislamiento	1	Ud.	160,45	160,45
Interruptor magnetotérmico Acti9 C120N, 4P, 125 A	1	Ud.	380,1	380,1
Interruptor diferencial 4P 125A 300MA A - Superinmunizado	1	Ud.	118	118
Cable RV-K 10mm	320	m.	1,73	553,6
Cable RV-K 50mm	101,5	m.	7,76	787,64
Picas	2	Ud.	37,5	75
Cable de la toma de tierra 1 (10mm <sup>2</sup> )	40	m.	2	80

Cable de la toma de tierra 2 (25mm <sup>2</sup> )	60	m.	3	180
<i>Montaje parte eléctrica y equipos principales</i>	6	h.	20	120
<b>TOTAL ELEMENTOS ELÉCTRICOS</b>		€.		2898,39
<b>ESTRUCTURA</b>				
Vidrio (2x1)	288	Ud.	87,9	25315,2
Durmiente frontal (1,740 x 0,12 x 0,8)	64	Ud.	27,7	1772,8
Correa clase 3 (4 x 0,12 x 0,6)	416	Ud.	2,18	906,88
Durmiente lateral (3,840 x 0,12 x 0,8)	32	Ud.	25,61	819,52
Pilar lateral clase 3 (3,7 x 0,35 x 0,3)	32	Ud.	45,39	1452,48
Pilar frontal 1 clase 3 (5 x 0,35 x 0,3)	32	Ud.	42,11	1347,52
Pilar frontal 2 clase 3 (6,08 x 0,35 x 0,3)	16	Ud.	38,46	615,36
Canal clase 4 (4,11 x 0,13 x 0,13)	12	Ud.	6,67	80
Placa cabeza pilar interior (0,234 x 0,2 x 0,14)	20	Ud.	4,67	93,4
Dintel interior clase 3 (4 x 0,2 x 0,17)	40	Ud.	34,23	1369,2
Dintel clase 3 (4,2 x 0,3 x 0,2)	40	Ud.	38,1	1524
Pilar clase 3 (4 x 0,35 x 0,3)	40	Ud.	51,3	2052
Pilar interior clase 3 (3,89 x 0,35 x 0,3)	16	Ud.	47,84	765,44
Tornillos M10 8.8	8000	Ud.	0,15	1200
Tuercas M10	8000	Ud.	0,17	1360
Arandelas M10	8000	Ud.	0,1	800
<i>Montaje de la estructura</i>	45	h.	40	1800
<b>TOTAL ESTRUCTURA</b>		€.		43273,8
<b>Tramitación y legalización de la instalación</b>				
Tramitación autoconsumo (tramitaciones de Conselleria, compañía suministradora...)	1	ud.	632	632
Memoria del proyecto	40	h.	30	1200
<b>TOTAL TRAMITACIÓN</b>		€.		1832
		€.		
<b>PRESUPUESTO PROYECTO</b>		€.		97846,74
<b>DESCUENTO</b>	18	%		-17612,41
<b>PRESUPUESTO FINAL</b>		€.		80234,33

Tabla 17. Presupuesto seccionado de la instalación y estructura (Fuente: Propia)

Una vez definido el presupuesto total de la instalación se va a proceder a mostrar un pequeño resumen del mismo, quedando:

RESUMEN PRESUPUESTO	
DESCRIPCIÓN	PRECIO TOTAL (€)
EQUIPOS PRINCIPALES	49842,55
ELEMENTOS ELÉCTRICOS	2898,39
ESTRUCTURA	43273,8
TRAMITACIÓN	1832
PRESUPUESTO PROYECTO	97846,74
DESCUENTO DEL 18%	-17612,41
<b>PRESUPUESTO FINAL</b>	<b>80234,33</b>

Tabla 18. Resumen del presupuesto de la instalación y estructura (Fuente: Propia)

## 4.2 Análisis energético a lo largo de los años

El estudio energético partirá de la simulación a través del programa PVGIS. Seguido de este estudio por simulación, se va a proceder a realizar un estudio teórico de la energía generada a lo largo de los años. En él se va a considerar las pérdidas del rendimiento de los módulos, siendo un dato indicado por el fabricante.

Teniendo en cuenta la garantía de producción asegurada del 83% de eficiencia tras 25 años de uso, podemos considerar unas pérdidas totales a lo largo de esos años del 17%, por lo que consideraremos un 0,68% de pérdidas anuales.

Cabe destacar que, una vez el sistema haya sido instalado, gracias a la monitorización del sistema, se podrá acceder a los datos de generación real obtenida.

### 4.2.1 Generación eléctrica por simulación

Como se acaba de comentar, la simulación del funcionamiento de la instalación diseñada, se ha hecho uso de la herramienta PVGIS. Gracias a ella, podremos obtener una generación anual aproximada a la que nuestra instalación presentará una vez esté en funcionamiento.

Ya que el sistema está compuesto por dos cubiertas, la primera orientada a +40º y la segunda a -140º, se va a estudiar la cantidad de energía eléctrica que se puede generar por separado a través de ellas. Cabe mencionar que a pesar de presentar la misma potencia pico instalada en ambas, siendo de 42,75 kWp cada una, no van a ser capaces de producir la misma cantidad, ya que, en función de la orientación, se va a poder aprovechar en mayor o menor medida la radiación proveniente del sol.

### Cubierta 1 (+40º azimut)

Se trata de la cubierta más favorable para la producción de energía a lo largo de todo el año debido a la buena orientación que presenta.

Gracias a la figura y tablas mostradas a continuación, se va a poder analizar el rendimiento y producción de energía eléctrica de la misma:

Datos proporcionados:	
Localización [Lat/Lon]:	38,222, - 0,602
Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS- SARAH2
Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalada [kWp]:	42,75
Pérdidas sistema [%]:	14
Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	25
Ángulo de azimut [°]:	40
Producción anual FV [kWh]:	66041,36
Irradiación anual [kWh/m2]:	1999,36
Variación interanual [kWh]:	2009,44
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-2,79
Efectos espectrales [%]:	0,48
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-8,02

Mes	Generación FV (kWh)
Enero	3982,2
Febrero	4296,75
Marzo	5505,79
Abril	6077,42
Mayo	6909,23
Junio	7088,6
Julio	7287,23
Agosto	6839,47
Septiembre	5627,67
Octubre	4895,03
Noviembre	3830,84
Diciembre	3701,13
Media	5503,45

Tablas 19. y 20. Generación fotovoltaica a lo largo de un año en la cubierta 1 (Fuente: Propia)

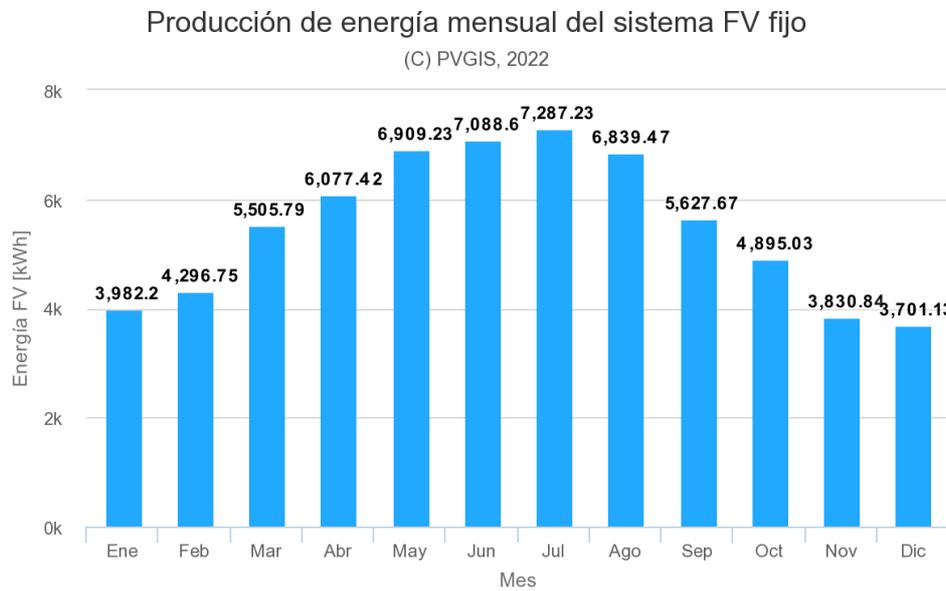


Figura 42. Gráfico de barras de la generación fotovoltaica mensual en la cubierta 1 (Fuente: Propia)

A través de los paneles instalados en la primera cubierta, obtendremos una generación energética anual de 66041,36 kWh, presentando una media mensual de 5503,45 kWh.

Por lo que mediante una sola cubierta y con un índice de ocupación del 50%, se puede confirmar que cubriríamos la demanda con creces y nos permitiría la venta de una gran cantidad excedente hacia la red. Por otro lado, si se realizara la instalación únicamente en una cubierta, presentaría problemas a la hora de que la estructura del invernadero se mantuviera en pie, debido a la diferencia de cargas en la estructura.

### Cubierta 2 (-140º azimut)

Se trata de la cubierta menos eficiente y rentable de las dos, debido a que recibirá una radiación solar notablemente menor respecto a la primera. Generando anualmente 45202,8 kWh y presentando una media mensual de 3766,9 kWh.

Por un lado, durante las estaciones de otoño e invierno, su producción será muy reducida, puesto a que presenta una orientación mínimamente eficiente para dichos meses en concreto.

Sin embargo, gracias a la inclinación presentada por los módulos de 25º, seguirá siendo una cubierta bastante aprovechable en los meses de primavera y verano, como se puede observar en las siguientes tablas.

Datos proporcionados:	
Localización [Lat/Lon]:	38,222, - 0,602
Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS- SARAH2
Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalada [kWp]:	42,75
Pérdidas sistema [%]:	14
Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	25
Ángulo de azimut [°]:	-140
Producción anual FV [kWh]:	45202,8
Irradiación anual [kWh/m2]:	1412,13
Variación interanual [kWh]:	749,72
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-5,31
Efectos espectrales [%]:	0,25
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-8,28
Pérdidas totales [%]:	-25,12

Mes	Generación FV (kWh)
Enero	1219,02
Febrero	1962,19
Marzo	3526,88
Abril	4786,47
Mayo	6166,77
Junio	6664,12
Julio	6600,69
Agosto	5488,27
Septiembre	3821,34
Octubre	2542,28
Noviembre	1406,2
Diciembre	1018,55
Media	3766,9

Tablas 21. y 22. Generación fotovoltaica a lo largo de un año en la cubierta 2 (Fuente: Propia)

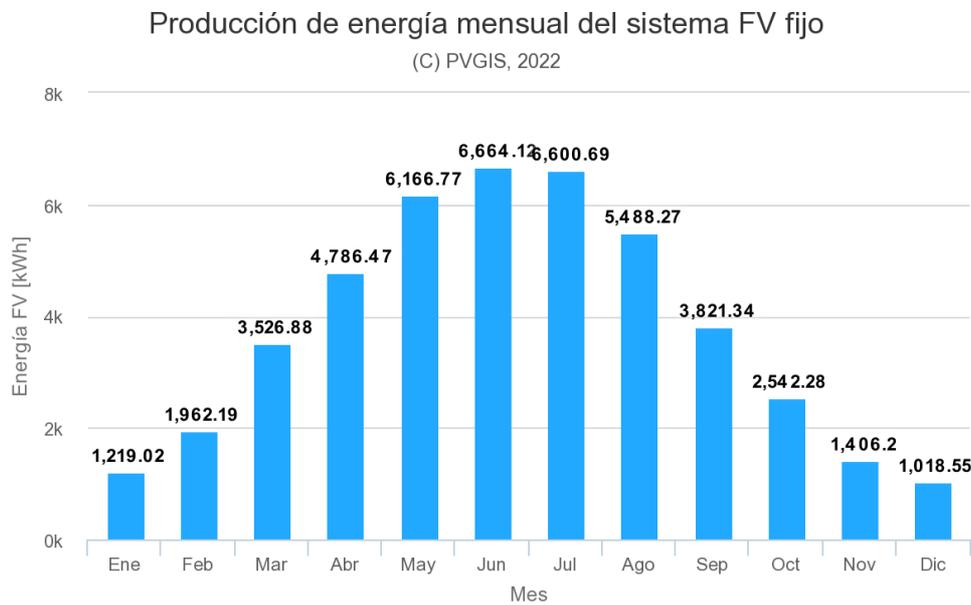


Figura 43. Gráfico de barras de la generación fotovoltaica mensual en la cubierta 2 (Fuente: Propia)

## 4.2.2 Generación eléctrica teórica

### Cubierta 1

Para realizar el cálculo de la energía generada teóricamente por los paneles solares, se va a hacer uso de la siguiente expresión:

$$E_{generada} = Potencia\ total\ instalada * HSP * \eta_{módulos} * n^{\circ} años \quad (23)$$

Siendo:

- $E_{generada}$  = Energía generada por el campo generador.
- $Potencia\ total\ instalada$  = La potencia total instalada del campo generador. Siendo un total de 42750 Wp.
- $HSP$  = Las horas solares pico que presentará la instalación anualmente. Al ser la media diaria de 5,47, bastará con multiplicarla por 30, y seguidamente por 12, obteniendo 1969,2 HSP.
- $\eta_{módulos}$  = Rendimiento de los módulos solares. Se valora una pérdida del 14%.

- $n^{\circ} \text{años}$  = Número de años. Siendo para este estudio, 1 año.

Por lo que quedará:

$$E_{generada} = 42750 * 1969,2 * 0,86 * 1 = \mathbf{72397,64 \text{ kWh}}$$

Por lo que podemos observar, que se trata de un valor cercano a los 66041,36 kWh, obtenidos por simulación.

## Cubierta 2

Al igual que para la obtención de la energía generada por la cubierta 1, para la obtención de dicho valor en la cubierta 2, se va a emplear la *expresión 23*.

Pero en este caso las HSP anuales serán 1389,6 ( $3,86 * 30 * 12$ ), por lo que será:

$$E_{generada} = 42750 * 1389,6 * 0,86 * 1 = \mathbf{51088,64 \text{ kWh}}$$

Una vez obtenido el valor de la energía generada por la cubierta 2 en un año, se puede observar que el resultado es bastante similar a los 45202,8 kWh simulados.

El sumatorio teórico de ambas pendientes ascenderá al valor de **123486,28 kWh**.

### 4.2.3 Generación eléctrica a lo largo de 25 años

Para la realización de este estudio, partiremos de la energía total generada por el sistema en el primer año, es decir, de los **123486,28 kWh** obtenidos.

Partiendo de este valor, se va a poder realizar una tabla del comportamiento del sistema a lo largo de los años, teniendo en cuenta la garantía de producción asegurada por el fabricante de los paneles, siendo del 83% de eficiencia tras 25 años de uso. Es por ello que se ha mencionado que se va a considerar unas pérdidas a lo largo de esos años del 17%, por lo que consideraremos un 0,68% de pérdidas anuales respecto a lo que en módulos solares se refiere.

Pero antes de la realización de dicha tabla, se va a tener que obtener el posible consumo máximo de energía anual de la instalación, siendo:

$$E_{\text{max consumida}} = \text{Consumo}_{\text{mensual máx}} * n^{\circ} \text{ meses} \quad (24)$$

Siendo:

- $Consumo_{mensual\ máx}$  = Consumo en el mes con mayor demanda energéticamente hablando, siendo enero con una media de 1220,34 kWh.

Por lo que la ecuación queda:

$$E_{max\ consumida} = 1220,34 * 12 = \mathbf{14644,08\ kWh}$$

Por lo que la energía consumida en un año, considerando que todos los meses sean equivalentes al mes de máximo consumo, será de **14644,08 kWh**.

AÑO	PÉRDIDAS DEL SISTEMA (%)	PRODUCCIÓN ANUAL (kWh)	E MAX CONSUMIDA (kWh)	EXCEDENTE ANUAL (kWh)
0	0	123486,28	14644,08	108842,20
1	0,68	122646,57	14644,08	108002,49
2	1,36	121806,87	14644,08	107162,79
3	2,04	120967,16	14644,08	106323,08
4	2,72	120127,45	14644,08	105483,37
5	3,4	119287,75	14644,08	104643,67
6	4,08	118448,04	14644,08	103803,96
7	4,76	117608,33	14644,08	102964,25
8	5,44	116768,63	14644,08	102124,55
9	6,12	115928,92	14644,08	101284,84
10	6,8	115089,21	14644,08	100445,13
11	7,48	114249,51	14644,08	99605,43
12	8,16	113409,80	14644,08	98765,72
13	8,84	112570,09	14644,08	97926,01
14	9,52	111730,39	14644,08	97086,31
15	10,2	110890,68	14644,08	96246,60
16	10,88	110050,97	14644,08	95406,89
17	11,56	109211,27	14644,08	94567,19
18	12,24	108371,56	14644,08	93727,48
19	12,92	107531,85	14644,08	92887,77
20	13,6	106692,15	14644,08	92048,07
21	14,28	105852,44	14644,08	91208,36
22	14,96	105012,73	14644,08	90368,65
23	15,64	104173,03	14644,08	89528,95
24	16,32	103333,32	14644,08	88689,24
25	17	102493,61	14644,08	87849,53
TOTAL	17	2937738,60	380746,08	2556992,52

Tabla 23. Producción, consumo y excedente a lo largo de 25 años (Fuente: Propia)

### 4.3 Análisis económico a lo largo de los años

#### 4.3.1 Coste del kWh en el primer año

Una vez obtenida la energía total generada por la instalación, se va a calcular el precio del kWh generado en el primer año de la instalación, mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Coste del kWh generado} = \frac{\text{Coste instalación}}{E_{\text{generada}}} \quad (25)$$

Siendo:

- *Coste instalación* = Coste total de la instalación en €. Cabe mencionar que se va a considerar también el coste del vivero.

Quedando:

$$\text{Coste del kWh generado} = \frac{80234,33}{123486,28} = \mathbf{0,65\text{€/kWh}}$$

Se ha obtenido un valor bastante aceptable, teniendo en cuenta que se ha considerado en el cálculo el coste de la construcción del invernadero y que, a su vez, se trata del coste del kWh en primer año, donde no ha transcurrido el tiempo suficiente para rentabilizar una inversión tan elevada.

Seguidamente, se va a proceder a calcular el coste de este kWh consumido:

$$\text{Coste del kWh consumido} = \frac{\text{Coste instalación}}{E_{\text{consumida}}} \quad (26)$$

Siendo:

- *E<sub>consumida</sub>* = Energía consumida por la instalación. En este caso, en el primer año.

Quedando:

$$\text{Coste del kWh consumido} = \frac{80234,33}{14644,09} = 5,48 \text{ €/kWh}$$

Tratándose de un precio exponencialmente más elevado que el precio del kWh del mercado. Es por ello que se va a estudiar esta variable cuando hayan pasado 25 años, comparando así los resultados obtenidos.

#### 4.3.2 Coste del kWh tras 25 años

Como ya ha sido obtenida la energía generada a lo largo de 25 años de funcionamiento de la instalación, siendo consideradas las pérdidas en el campo generador, se va a proceder a calcular el precio del kWh tras 25 años. Volviendo a recurrir a la *expresión 24*:

$$\text{Coste del kWh generado} = \frac{\text{Coste instalación}}{E_{\text{generada}}}$$

Pero, antes de nada, se va a tener que realizar una actualización en el coste de la instalación, ya que, a lo largo de 25 años, se va a tener que realizar obras de mantenimiento e incluso el remplazo del inversor. Por lo que el presupuesto final tras 25 años será:

DESCRIPCIÓN	PRECIO TOTAL (€)
COSTE INICIAL	80234,33
NUEVO INVERSOR	3786,55
MANO DE OBRA (mantenimiento, sustituciones, etc)	15500
PRESUPUESTO FINAL	99520,88

Tabla 24. Resumen del presupuesto de la instalación tras 25 años (Fuente: Propia)

Por lo que la *expresión 24* quedará:

$$\text{Coste del kWh generado} = \frac{99520,88}{2937738,60} = 0,0339 \text{ €/kWh}$$

Por lo que el coste del kWh generado presentará como era de esperar, un precio muy reducido, pudiendo observarse en la gran diferencia del coste que existirá respecto al precio tras el primer año de 0,65 €/kWh.

Una vez obtenido el coste por kWh generado, se va a proceder a analizar mediante la *expresión 26*, el coste del kWh consumido, resultando:

$$\text{Coste del kWh consumido} = \frac{99520,88}{380746,08} = \mathbf{0,261\text{€/kWh}}$$

Se trata de un precio razonable respecto al precio en el mercado, actualmente rondando los 0,3 €/kWh, ya que para este cálculo no se ha tenido en cuenta la venta de excedente que se realizará. Además, cabe mencionar que, respecto al coste en el primer año, de 5,48 €/kWh, se ha producido una reducción del costo por kWh muy considerable.

A continuación, se va a calcular el porcentaje de aprovechamiento de la instalación por los receptores eléctricos:

$$\text{Aprovechamiento de la Egenerada} = \frac{E_{\text{consumida 25 años}}}{E_{\text{generada 25 años}}} * 100 \quad (27)$$

$$\text{Aprovechamiento de la Egenerada} = \frac{380746,08}{2937738,60} * 100 = \mathbf{13\%}$$

Lo que quiere decir que el 87% de energía generada restante será vertida a la red y vendida en el mercado eléctrico español.

#### 4.3.3 Beneficio por venta de excedente a lo largo de 25 años

En la siguiente tabla, se va a observar el beneficio que será obtenido a través de la energía vendida a la red eléctrica. Se ha de mencionar que se ha iniciado el estudio con un precio negociado con la compañía suministradora de 0,06 € por cada kWh vertido a la red. Además, cada año al precio del kWh se ha considerado un 2,5% más elevado debido a la inflación del IPC. Por lo que ha quedado:

AÑO	EXCEDENTE ANUAL (kWh)	PRECIO EN EL MERCADO DEL kWh (€)	BENEFICIO POR VENTA EXCEDENTE (€)
0	108842,2	0,060	6530,53
1	108002,49	0,062	6642,15
2	107162,79	0,063	6751,26
3	106323,08	0,065	6861,83
4	105483,37	0,066	6973,77
5	104643,67	0,068	7087,09
6	103803,96	0,069	7201,79
7	102964,25	0,071	7317,86
8	102124,55	0,073	7435,32
9	101284,84	0,075	7554,14
10	100445,13	0,076	7674,34
11	99605,43	0,078	7795,91
12	98765,72	0,080	7918,84
13	97926,01	0,082	8043,12
14	97086,31	0,084	8168,76
15	96246,6	0,086	8295,74
16	95406,89	0,088	8424,04
17	94567,19	0,090	8553,68
18	93727,48	0,093	8684,62
19	92887,77	0,095	8816,86
20	92048,07	0,097	8950,38
21	91208,36	0,100	9085,16
22	90368,65	0,102	9221,20
23	89528,95	0,105	9358,46
24	88689,24	0,107	9496,93
25	87849,53	0,110	9636,59
<b>TOTAL</b>	<b>2556992,52</b>		<b>208480,37</b>

Tabla 25. Resumen del beneficio por venta a red tras 25 años (Fuente: Propia)

Como se puede observar en la *tabla 25*, los ingresos generados por la venta a red tras 25 años considerando un aumento anual en la inflación medio del 2,5%, serán de aproximadamente **208480,37€**.

#### 4.3.4 Ahorro en la tarifa de la luz a lo largo de 25 años

A continuación, se va a analizar la cantidad de energía consumida por el invernadero en el primer año a lo largo de los meses y el precio del kWh consumido, pudiendo observar el ahorro que va a suponer la instalación en lo que a factura de la luz se refiere. Se ha de mencionar que la totalidad de la energía consumida por la instalación, provendrá del sistema generador FV, ya que el consumo que presenta el invernadero, será demandado en las horas de máxima generación de energía, es decir, durante la mañana y la tarde.

Gracias a la *Figura 42*, se puede observar el precio medio mes a mes del MWh en lo que llevamos en el 2022. Es por ello, que nos va a permitir estudiar el ahorro gracias al autoconsumo con una mayor exactitud. Los valores para los meses comprendidos entre agosto hasta diciembre serán aproximados.

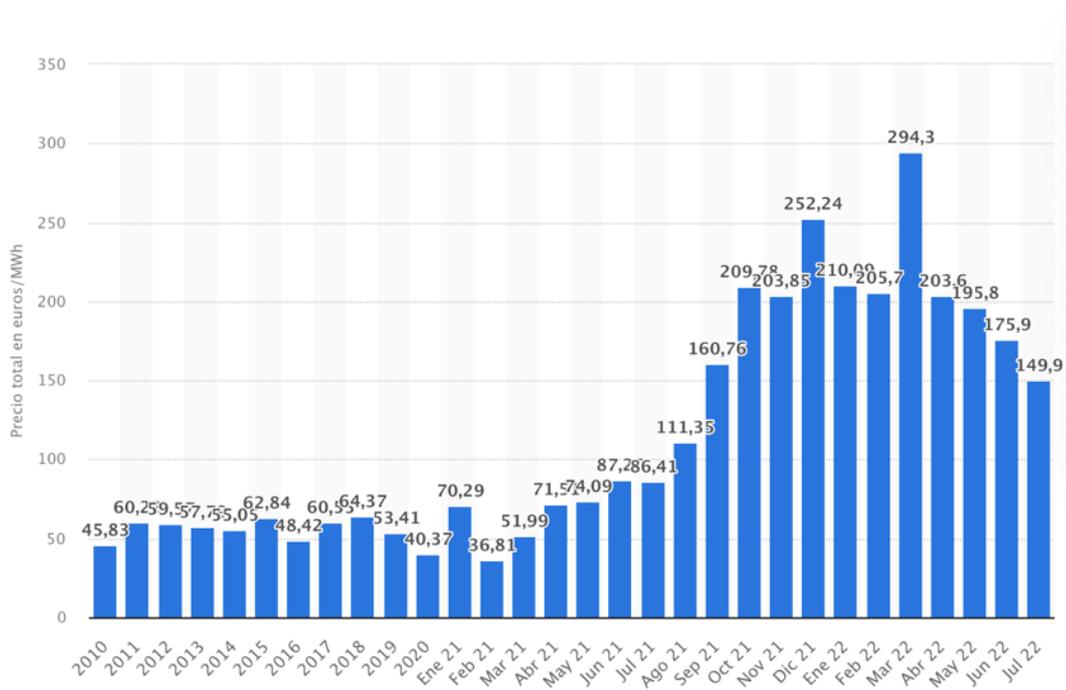


Figura 44. Evolución en el precio del MWh en España (Fuente: Es.statista.com)

MES	PRECIO MEDIO (€/kWh)	CONSUMO ELÉCTRICO MENSUAL (kWh)	IMPORTE AHORRADO (€)
Enero	0,21	1220,34	256,2714
Febrero	0,205	1101,21	225,74805
Marzo	0,294	1163,87	342,17778
Abril	0,204	1045,54	213,29016
Mayo	0,196	967,13	189,55748
Junio	0,176	955,76	168,21376
Julio	0,15	943,22	141,483
Agosto	0,17	960,19	163,2323

Septiembre	0,203	922,16	187,19848
Octubre	0,208	998,1	207,6048
Noviembre	0,198	1128,88	223,51824
Diciembre	0,289	1205,69	348,44441
<b>TOTAL ANUAL</b>			<b>2666,73986</b>

Tabla 26. Ahorro mensual y anual en la factura de la luz (Fuente: Propia)

Suponiendo, como se ha mencionado anteriormente, un aumento del IPC del 2,5%, el ahorro de la factura de la luz a lo largo de 25 años, quedará:

AÑO	IMPORTE AHORRADO (€)
0	2666,74
1	2733,41
2	2801,74
3	2871,79
4	2943,58
5	3017,17
6	3092,60
7	3169,92
8	3249,16
9	3330,39
10	3413,65
11	3498,99
12	3586,47
13	3676,13
14	3768,03
15	3862,23
16	3958,79
17	4057,76
18	4159,20
19	4263,18
20	4369,76
21	4479,01
22	4590,98
23	4705,76
24	4823,40
25	4943,99
<b>TOTAL</b>	<b>96033,86</b>

Tabla 27. Ahorro esperado a lo largo de 25 años en la factura de la luz (Fuente: Propia)



Por lo que, observando la *tabla 27*, se podrá saber que el ahorro económico respecto a lo que se refiere a factura energética a lo largo de 25 años, será de **96033,86€**.

#### 4.3.5 Beneficio de la instalación a lo largo de 25 años

Durante el periodo de tiempo de 25 años, la instalación presentara un beneficio bruto, considerando la venta de excedente y el ahorro en la factura, de la siguiente manera:

$$\text{Beneficio bruto} = 96033,86 + 208480,37 = \mathbf{304514,23 \text{ €}}$$

Finalmente, el beneficio neto de la instalación tras 25 años se obtiene descontando a este beneficio bruto los 80234,33€ del costo inicial de la instalación y los gastos que surgirán a lo largo de los años, es decir, los 3786,55€ del inversor de reemplazo y los otros 15500€ procedentes de los costes de mantenimiento y mano de obra durante este periodo de tiempo.

Quedando:

$$\text{Beneficio neto} = 304514,23 - (80234,33 - 3786,55 - 15500) = \mathbf{204993,35\text{€}}$$

Cabe destacar que para la obtención del beneficio neto solo se ha tenido en cuenta el beneficio obtenido debido a la producción del sistema generador fotovoltaico. Es un dato a tener en cuenta ya que la actividad económica principal realizada en el invernadero es la del cultivo, cosecha y venta de acelgas.

#### 4.3.6 Cálculo del VAN, TIR y ROI

Para comenzar a realizar el estudio de los indicadores financieros, se va a disponer de una tabla en la que se muestre la inversión inicial, junto con los flujos de caja y flujo de caja acumulado de cada año.

INVERSIÓN INICIAL (€)	FLUJO DE CAJA (€)	FUJO DE CAJA ACUMULADO (€)
80234,33		
AÑO	-80234,33	
0	9197,27	9197,27
1	9375,56	18572,83
2	9553,00	28125,83
3	9733,61	37859,45
4	9917,35	47776,80
5	10104,26	57881,06
6	10294,39	68175,45
7	10487,78	78663,23
8	10684,48	89347,71
9	10884,54	100232,25
10	11087,99	111320,24
11	11294,90	122615,14
12	11505,31	134120,45
13	11719,25	145839,70
14	11936,79	157776,49
15	12157,97	169934,46
16	12382,84	182317,30
17	12611,44	194928,73
18	12843,82	207772,56
19	13080,04	220852,60
20	13320,14	234172,74
21	13564,17	247736,91
22	13812,18	261549,09
23	14064,22	275613,31
24	14320,34	289933,65
25	-4705,97	304514,23
TOTAL	304514,23	

Tabla 28. Inversión inicial y flujos de caja (Fuente: Propia)

Una vez obtenidos los flujos de caja, se va a proceder a calcular los 3 principales indicadores financieros que mostrarán si la inversión es rentable, y, en el caso de ser así, el tiempo en el que esta inversión será recuperada. Estos tres indicadores son el VAN, TIR y ROI.

Cabe mencionar que en los años 10 y 20 se han tenido en cuenta los gastos de manutención y arreglo de imperfectos, siendo de un total de 5000€ invertidos en cada uno. Y que, a su vez, en el año 25, se ha tenido en cuenta el gasto generado por el cambio de inversor y su instalación, elevando esta cifra a los 5500€

**-VAN:** El VAN o Valor Actual Neto, es un indicador financiero que es empleado para determinar la viabilidad de un proyecto. Su expresión se encuentra definida de la siguiente forma:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (28)$$

Donde:

- $t$  = Número de año. Es decir, cuando  $t=1$  nos estamos refiriendo al primer año del ejercicio, en nuestro caso, el año 0.
- $F_t$  = Flujo de caja del año correspondiente.
- $I_0$  = Inversión inicial, siendo de un valor de 80234,33€.
- $k$  = Tasa de actualización. Considerando una tasa del 3%, por lo que le corresponderá un valor de 0,03.

Una vez sustituidos los valores quedará de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} VAN = & -80234,33 + \frac{2667,74 + 6530,53}{(1 + 0,03)} + \frac{2733,41 + 6642,15}{(1 + 0,03)^2} + \frac{2801,74 + 6751,26}{(1 + 0,03)^3} + \\ & + \frac{2871,79 + 6861,83}{(1 + 0,03)^4} + \frac{2943,58 + 6973,77}{(1 + 0,03)^5} + \frac{3017,17 + 7087,09}{(1 + 0,03)^6} + \frac{3092,60 + 7201,79}{(1 + 0,03)^7} + \\ & + [\dots] + \frac{4943,99 + 9636,59 - 3786,55 - 1713,45}{(1 + 0,03)^{25}} = 114003,18\text{€} \end{aligned}$$

Como se ha obtenido un valor positivo, este indicador nos está confirmando que se trata de un proyecto viable y rentable económicamente hablando.

**-TIR:** La Tasa Interna de Retorno, mejor conocida por sus siglas, TIR, es una tasa porcentual que indica la rentabilidad promedio anual que genera el capital invertido en un proyecto. Su fórmula es la misma que la mencionada anteriormente, pero igualando a 0 el VAN. Por lo que se va a tener como incógnita la tasa de actualización.

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (29)$$

Sustituyendo los valores, quedará:

$$0 = -80234,33 + \frac{2667,74 + 6530,53}{(1+k)} + \frac{2733,41 + 6642,15}{(1+k)^2} + [\dots] \\ + \frac{943,99 + 9636,59 - 3786,55 - 1713,45}{(1+0,03)^{25}} = 0,12$$

Lo que quiere decir que, mediante esta inversión, obtendremos una rentabilidad promedio anual del 12%.

**-ROI:** El ROI (Return On Investment) es un indicativo financiero que indica el retorno obtenido por la inversión.

Su expresión queda definida de la siguiente forma:

$$ROI = \frac{\text{Ingresos} - \text{Inversión}_{\text{inicial}}}{\text{Inversión}_{\text{inicial}}} * 100 \quad (30)$$

$$ROI = \frac{304514,23 - 80234,33}{80234,33} * 100 = 279,53\%$$

Como se puede observar, se va a obtener un retorno de la inversión del 279,53%, por lo que se trata de un ejercicio que será muy rentable.

**-Nº de años de retorno de la inversión inicial:** Finalmente se va a obtener el número de años en los que la inversión inicial será rentabilizada. Este valor será obtenido mediante la aplicación de la siguiente ecuación:

$$\text{Nº de años de retorno de la inversión inicial} = A - \frac{(I_0 - \text{Facumulado}_A)}{F\text{caja}_{A+1}} \quad (31)$$

En la que:

- $A$  = Año previo al que el flujo de caja acumulado supera la inversión inicial.

- $Facumulado_A$  = Flujo de caja acumulado en el año  $A$ .
- $Fcaja_{A+1}$  = Flujo de caja en el año posterior al año  $A$ .

Por lo que la expresión quedará:

$$N^{\circ} \text{ de años de retorno de la inversión inicial} = 7 - \frac{(80234,33 - 78663,23)}{10684,48} = 7,15 \text{ años}$$

Por lo que queda comprobado que la inversión inicial será rentabilizada cuando hayan pasado 7,15 años.

A continuación, se va a mostrar un resumen sobre el resultado obtenido a través de los diferentes indicadores financieros:

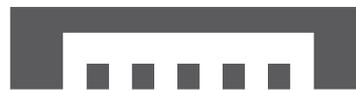
TASA	0,03
VAN	114.003,18 €
TIR	12%
ROI	279,53%
RETORNO INV INICIAL	7,15 años

Tabla 29. Resumen de los indicativos financieros (Fuente: Propia)

## 4.4 Conclusión

Gracias a los estudios energético y económico-financiero realizados, se ha podido garantizar la amortización de la inversión que supone la instalación de un equipo generador solar fotovoltaico y a su vez, la construcción en su totalidad, del invernadero de cristal.

Además de poder asegurar esta recuperación de la inversión, se ha demostrado que se tratará de un ejercicio rentable y con elevados beneficios. Todo ello, sin contar con los que el cliente obtendrá a través de la venta de acelgas. Por lo que se puede concluir, que, a través del proyecto, el cliente dispondrá de un invernadero altamente rentable, respecto a lo que la venta y producción de energía se refiere y medioambientalmente sostenible.



INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN INVERNADERO DE  
ACELGAS

DOCUMENTO N°3: PLANOS

GRADO ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

AUTOR/A: Alejandro Vicedo Soler  
Tutor/a: Vicente Donderis Quiles  
Cotutor/a: Pedro Martín Concepción  
CURSO ACADÉMICO: 2021-2022



## Índice

**Plano 1:** EMPLAZAMIENTO DEL INVERNADERO.

**Plano 2:** UBICACIÓN EXACTA DEL INVERNADERO.

**Plano 3:** CONEXIONES MÓDULOS – INVERSOR.

**Plano 4:** ESQUEMA ELÉCTRICO UNIFILAR.

**Plano 5:** INVERNADERO SOSTENIBLE.

**Plano 6:** PILAR.

**Plano 7:** PILAR INTERIOR.

**Plano 8:** DINTEL.

**Plano 9:** DINTEL INTERIOR.

**Plano 10:** PLACA CABEZA PILAR INTERIOR.

**Plano 11:** CANAL.

**Plano 12:** PILAR FRONTAL.

**Plano 13:** PILAR FRONTAL 2.

**Plano 14:** PILAR LATERAL.

**Plano 15:** DURMIENTE LATERAL.

**Plano 16:** CORREA.

**Plano 17:** DURMIENTE FRONTAL.

**Plano 18:** ESTRUCTURA MÓDULO FV.

**Plano 19:** CANAL INTERIOR.

**Plano 20:** INVERNADERO SOSTENIBLE EXPLOSIONADO.

**Plano 21:** ESQUEMA DE CONEXIONES A TIERRA.



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO		TITULACIÓN:	INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA
Nº PLANO:	1	PROYECTO:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN INVERNADERO DE ACELGAS
ESCALA:	NA		
FECHA:	25/7/2022	PLANO:	EMPLAZAMIENTO DEL INVERNADERO



 CUBIERTA 1 (+40°)

 CUBIERTA 2 (-140°)

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA  
 ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO

TITULACIÓN:

INGENIERÍA ELECTRÓNICA  
 INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

Nº PLANO: 2

PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN  
 INVERNADERO DE ACELGAS

ESCALA: 1/50

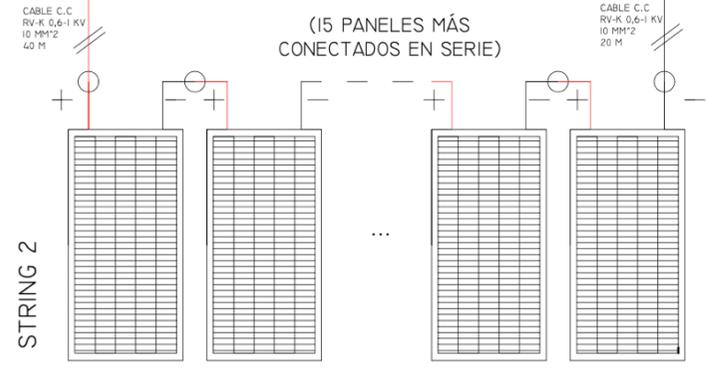
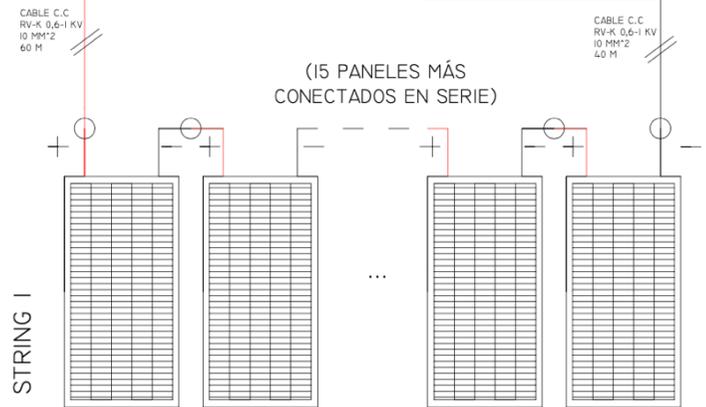
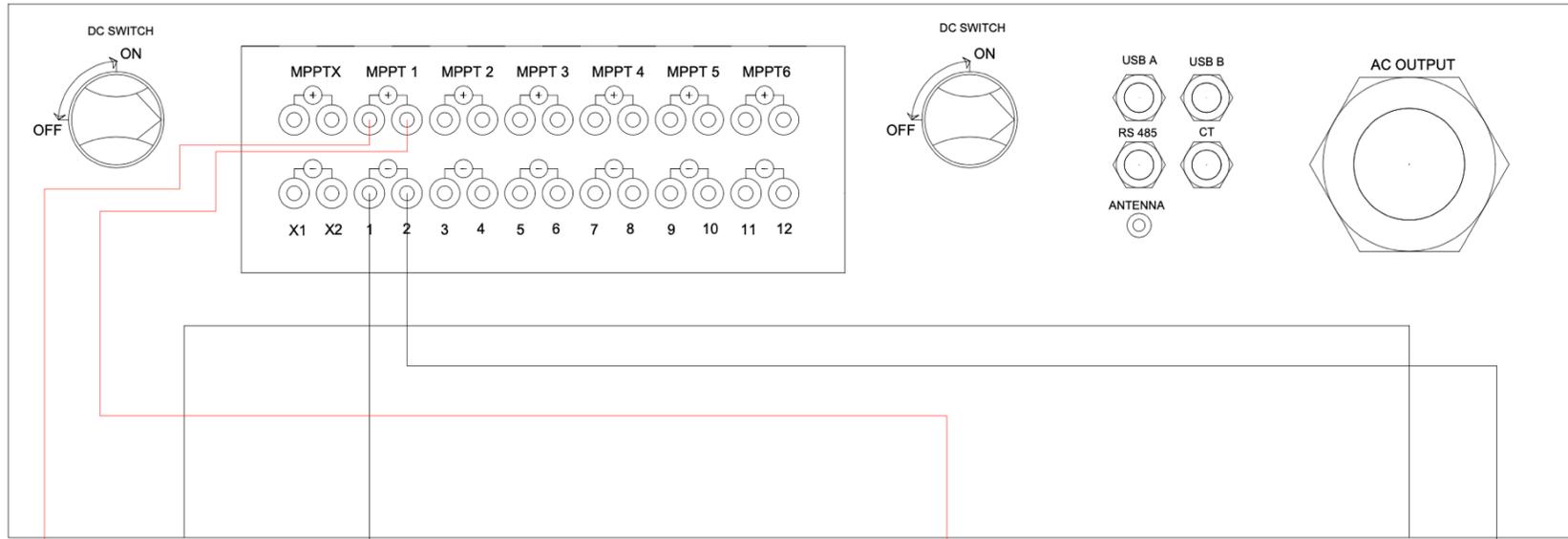
AUTOR:

ALEJANDRO VICEDO SOLER

FECHA: 26/7/2022

PLANO:

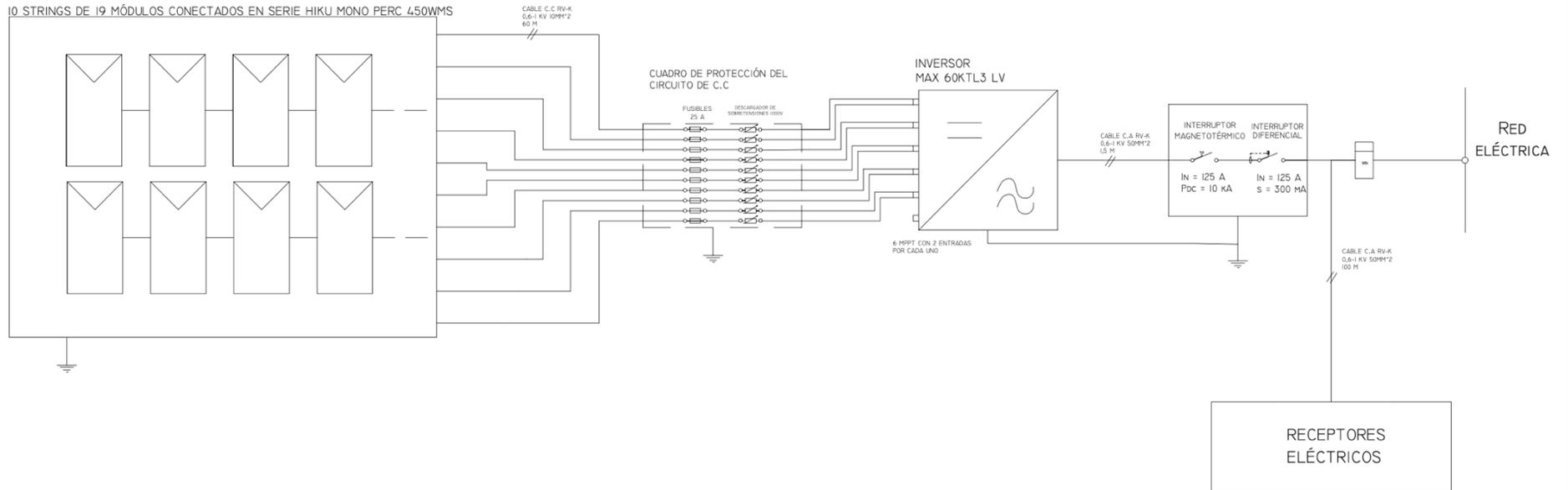
UBICACIÓN EXACTA DEL INVERNADERO



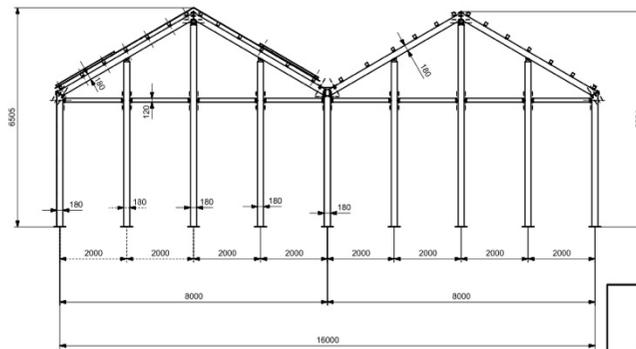
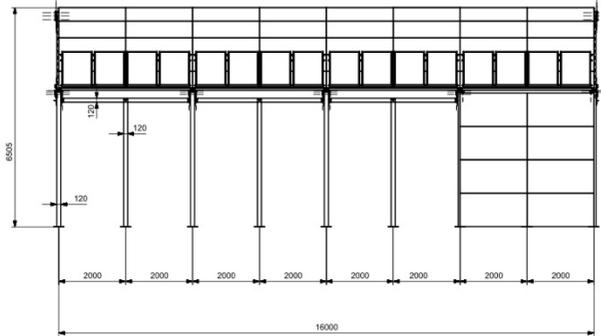
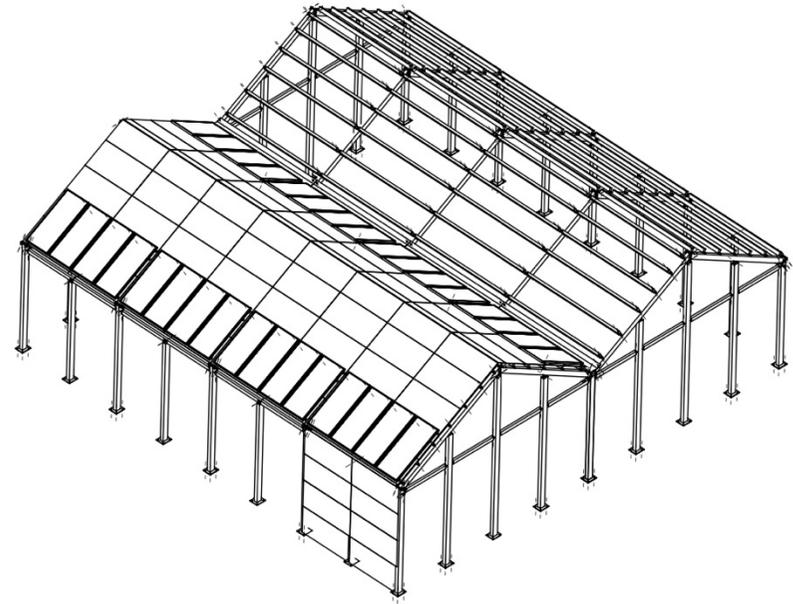
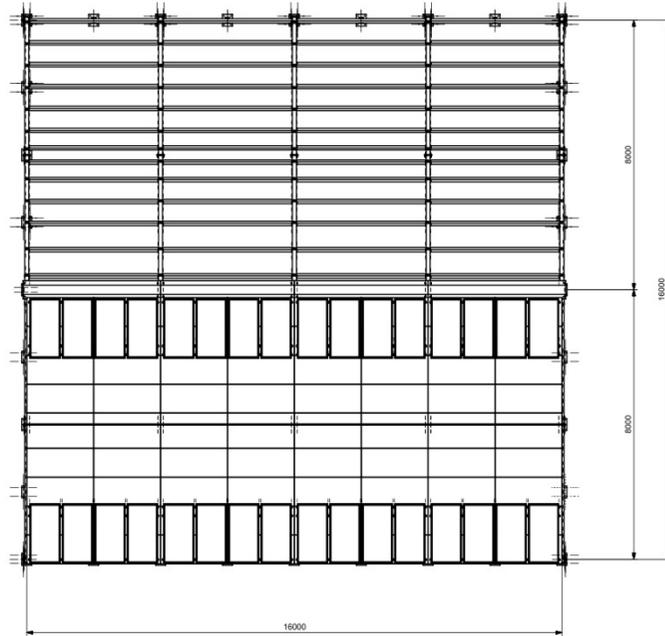
MISMO CONEXIONADO PARA LAS OTRAS 8 STRINGS DE 19 PANELES EN SERIE

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO		TITULACIÓN:	INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA
Nº PLANO:	3	PROYECTO:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN INVERNADERO DE ACELGAS
ESCALA:	1/1	AUTOR:	ALEJANDRO VICEDO SOLER
FECHA:	2/8/2022	PLANO:	CONEXIONES MÓDULOS - INVERSOR

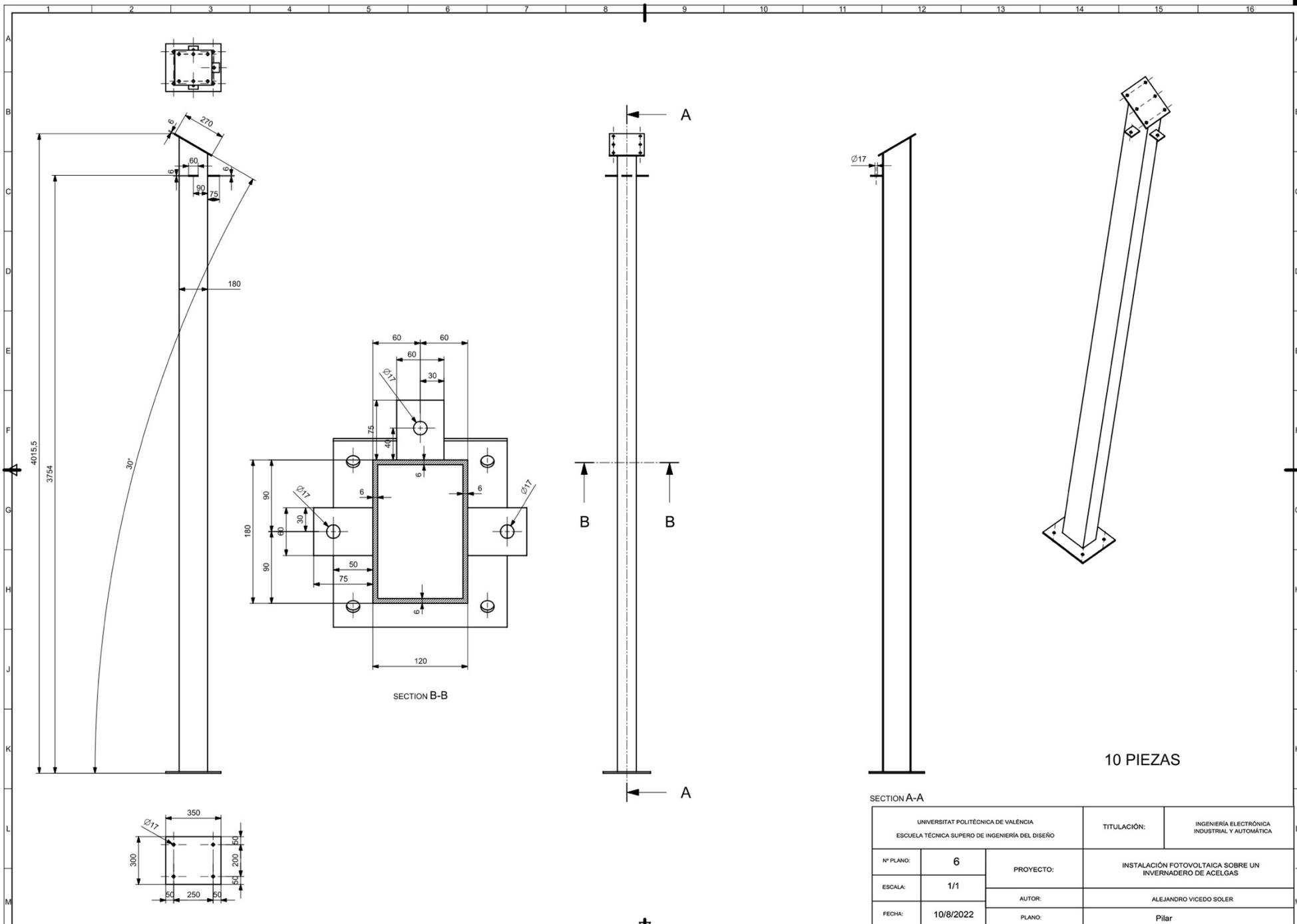
10 STRINGS DE 19 MÓDULOS CONECTADOS EN SERIE HIKU MONO PERC 450WMS



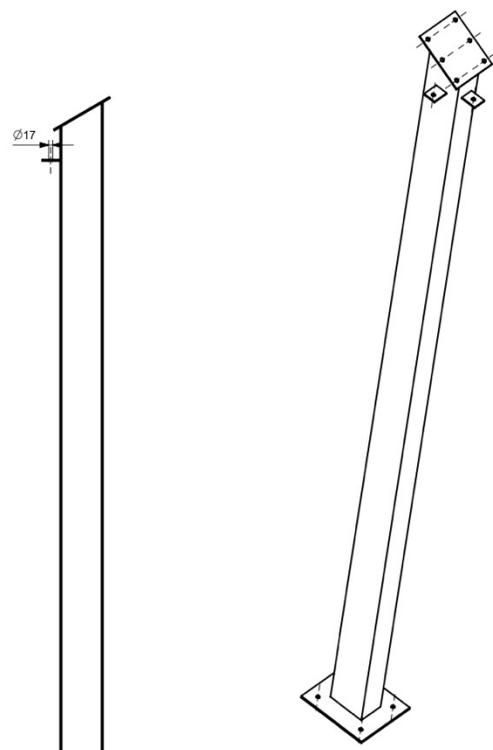
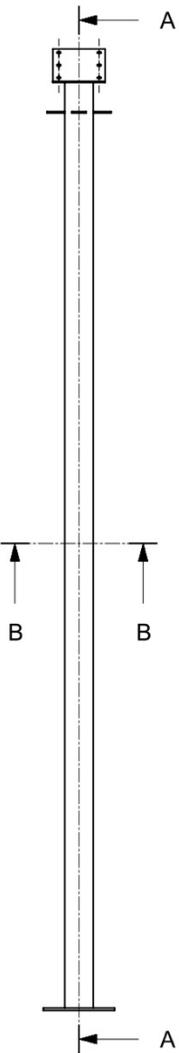
UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA ESCUELA TÉCNICA SUPERO DE INGENIERÍA DEL DISEÑO		TITULACIÓN:	INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA
Nº PLANO:	4	PROYECTO:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN INVERNADERO DE ACELGAS
ESCALA:	NA	AUTOR:	ALEJANDRO VICEDO SOLER
FECHA:	10/8/2022	PLANO:	ESQUEMA ELÉCTRICO UNIFILAR



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA ESCUOLA TÈCNICA SUPERIOR DE ENGINYERIA DEL DISEÑO		TITULACIÓN:	INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA
Nº PLANO:	5	PROYECTO:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN INVERNADERO DE ACELGAS
ESCALA:	NA	AUTOR:	ALEJANDRO VICEDO SOLER
FECHA:	24/8/2022	PLANO:	INVERNADERO SOSTENIBLE



SECTION B-B

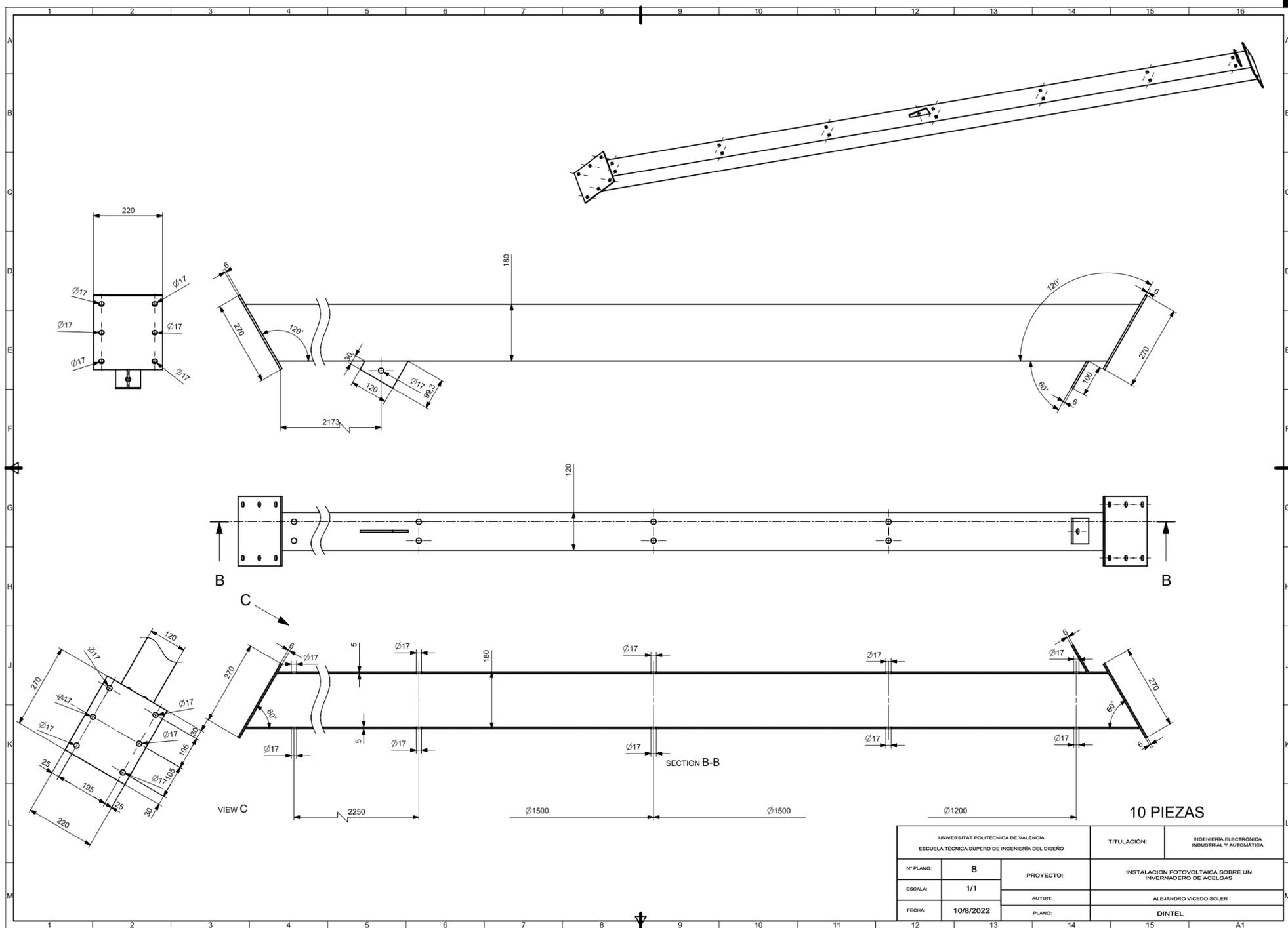


10 PIEZAS

SECTION A-A

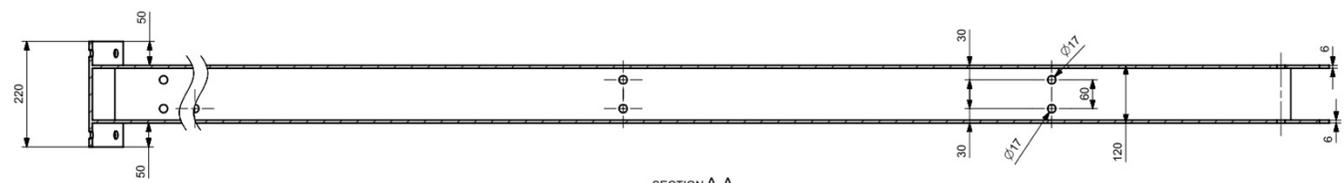
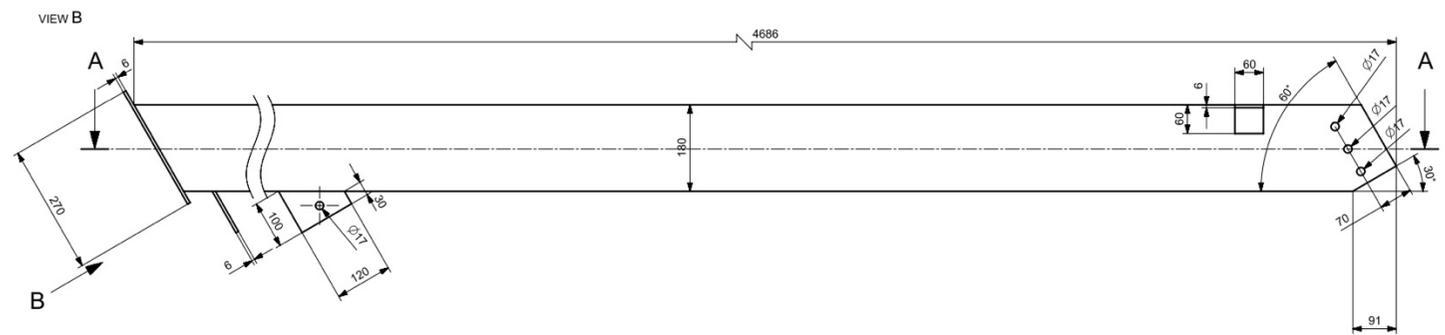
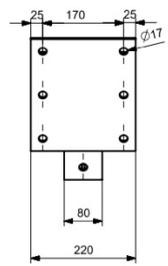
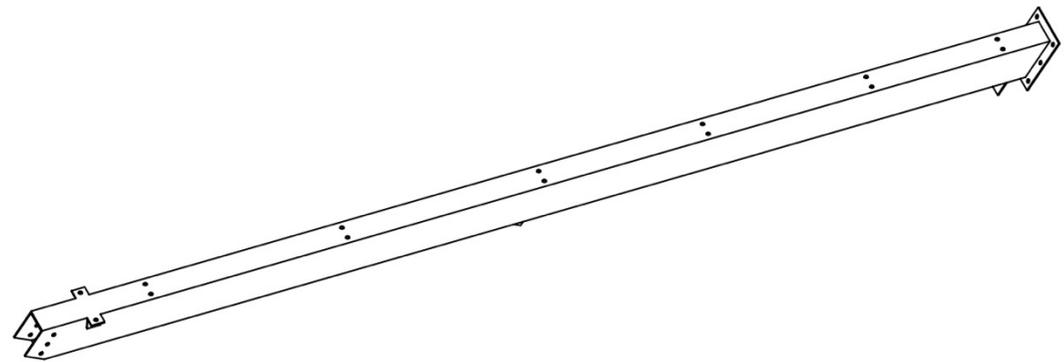
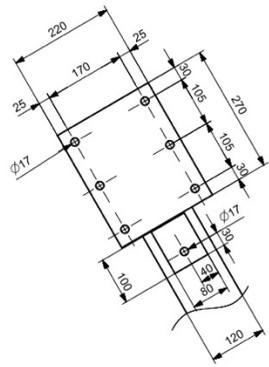
UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO		TITULACIÓN:	INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA
Nº PLANO:	6	PROYECTO:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN INVERNADERO DE ACELGAS
ESCALA:	1/1	AUTOR:	ALEJANDRO VICEDO SOLER
FECHA:	10/8/2022	PLANO:	Pilar





UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA ESCUOLA TÈCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO		TITULACIÓN:	INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA
Nº PLANO:	8	PROYECTO:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN INVERNADERO DE ACELGAS
ESCALA:	1/1	AUTOR:	ALEJANDRO VICEDO SOLER
FECHA:	10/8/2022	PLANO:	DINTEL

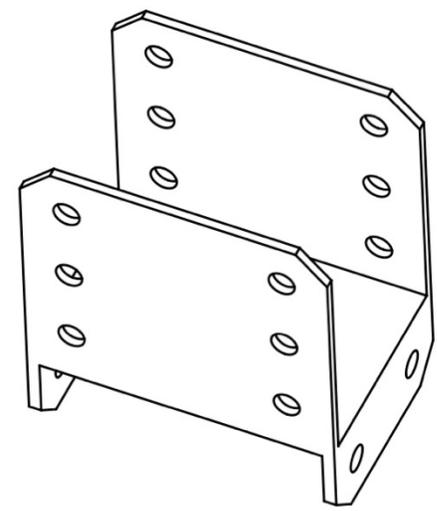
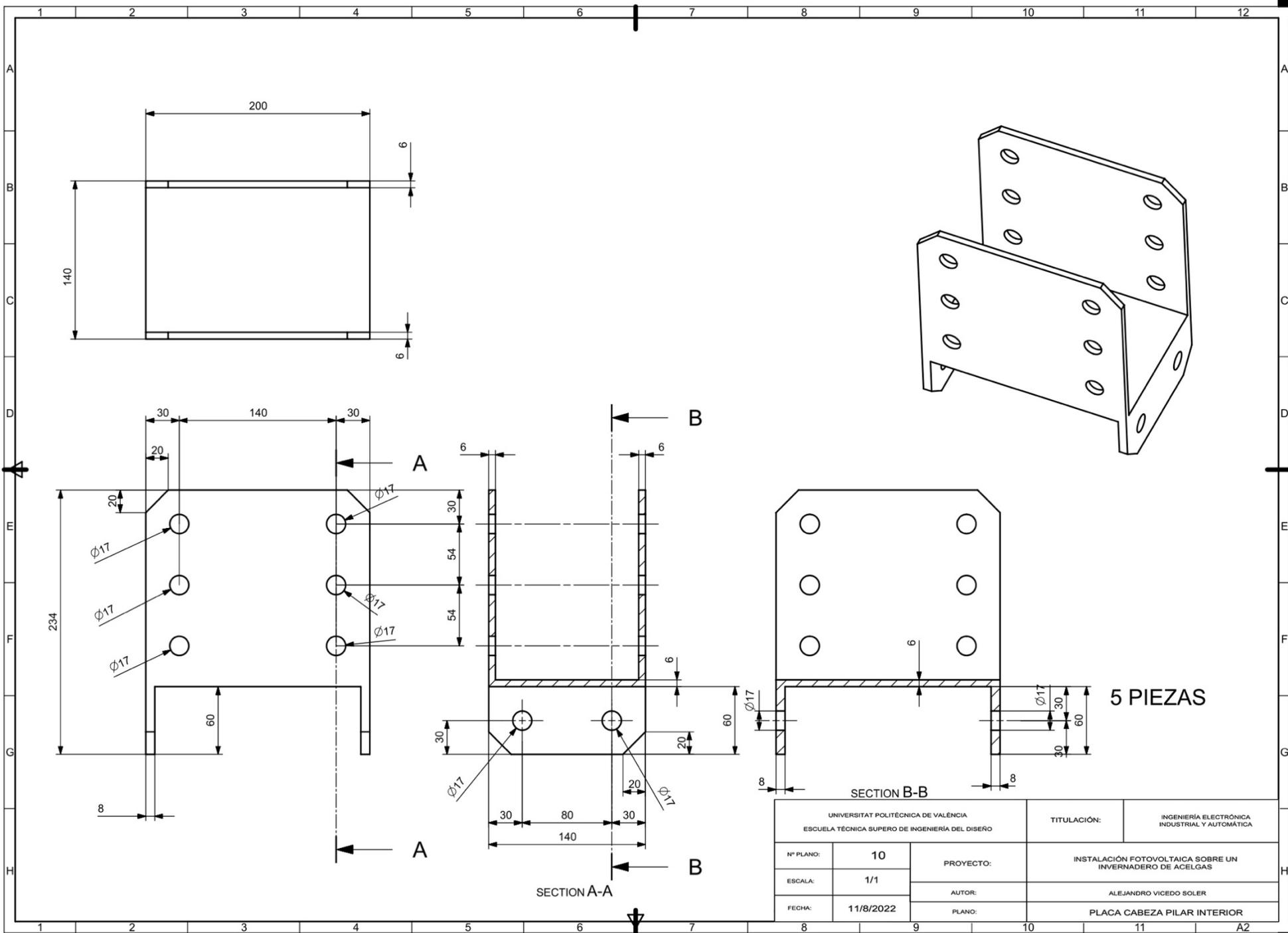
10 PIEZAS



SECTION A-A

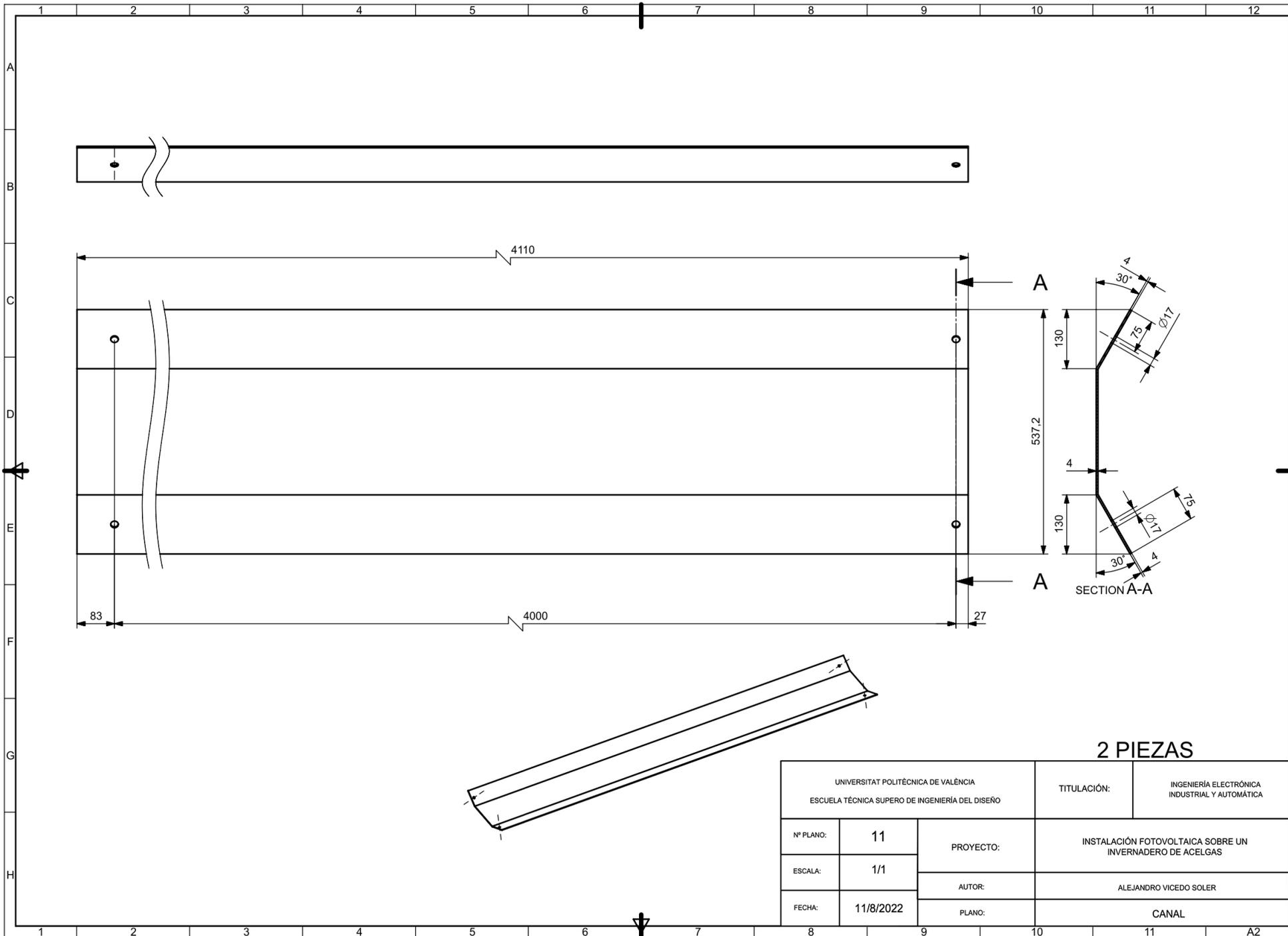
10 PIEZAS

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA ESCUOLA TÈCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO		TITULACIÓN:	INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA
Nº PLANO:	9	PROYECTO:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN INVERNADERO DE ACELGAS
ESCALA:	1/1	AUTOR:	ALEJANDRO VICEDO SOLER
FECHA:	11/8/2022	PLANO:	DINTEL INTERIOR



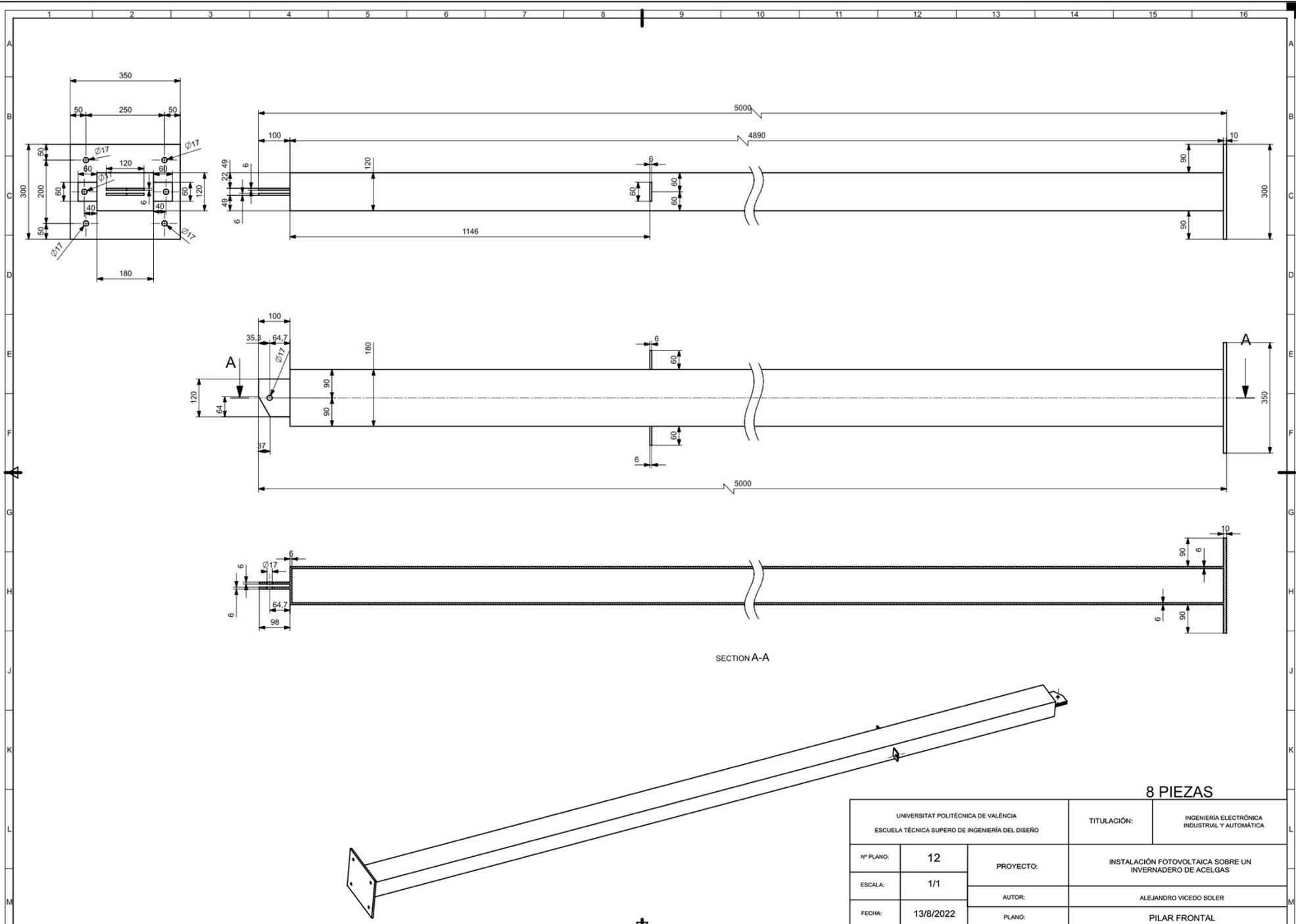
5 PIEZAS

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO		TITULACIÓN:	INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA
Nº PLANO:	10	PROYECTO:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN INVERNADERO DE ACELGAS
ESCALA:	1/1	AUTOR:	ALEJANDRO VICEDO SOLER
FECHA:	11/8/2022	PLANO:	PLACA CABEZA PILAR INTERIOR



2 PIEZAS

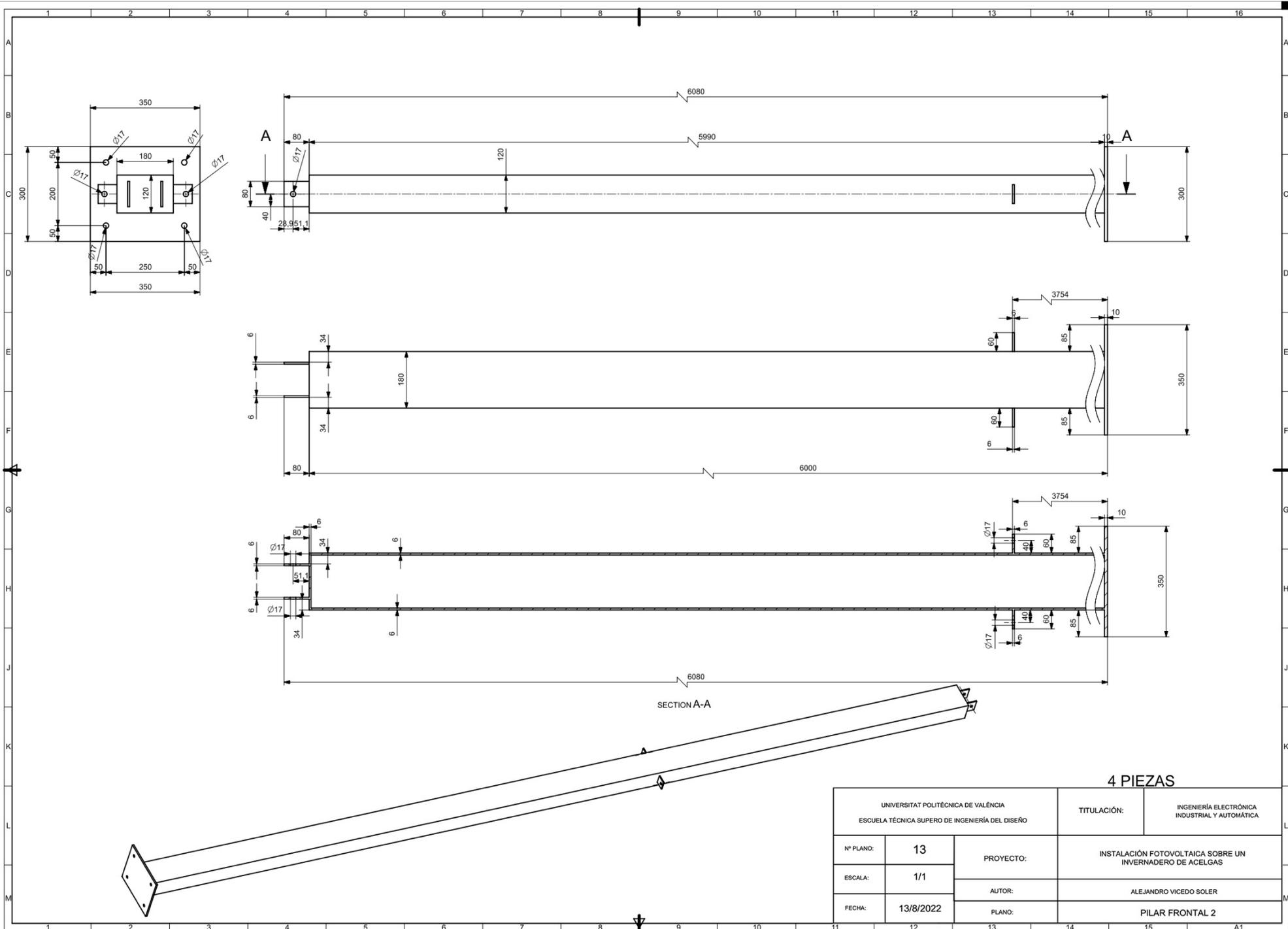
UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO		TITULACIÓN:	INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA
Nº PLANO:	11	PROYECTO:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN INVERNADERO DE ACELGAS
ESCALA:	1/1	AUTOR:	ALEJANDRO VICEDO SOLER
FECHA:	11/8/2022	PLANO:	CANAL



SECTION A-A

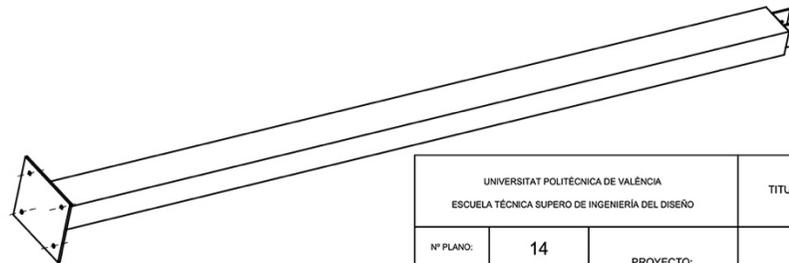
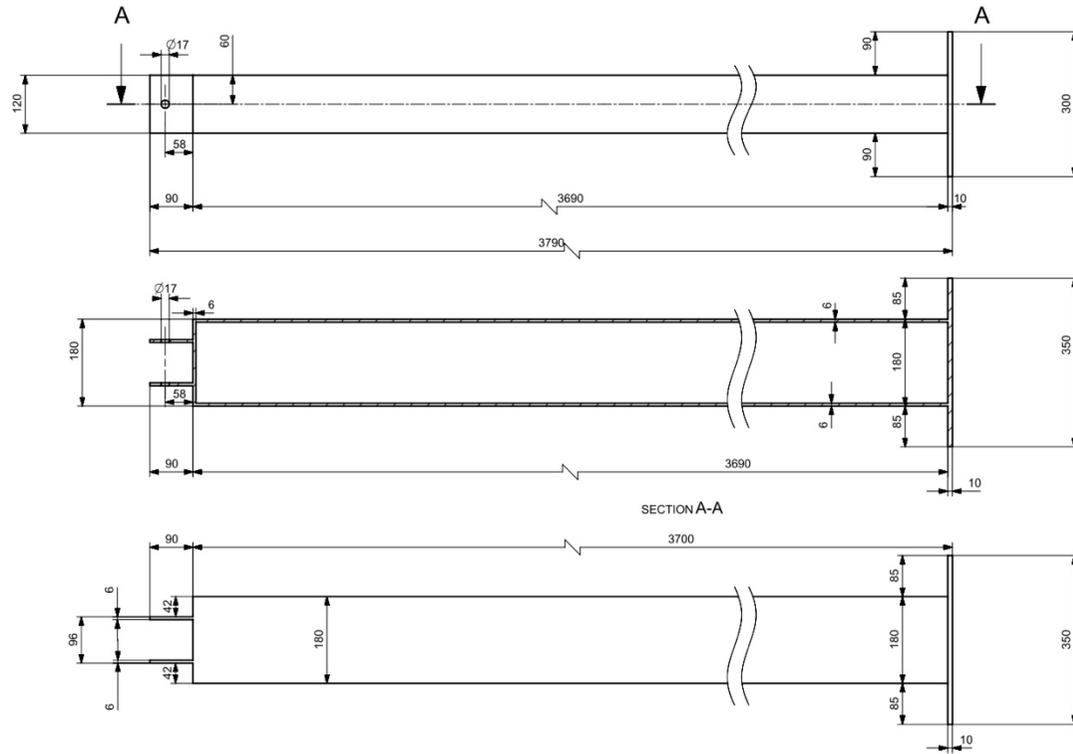
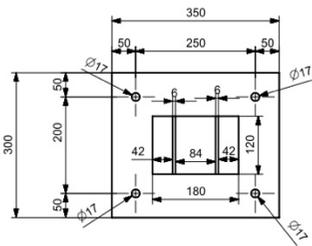
8 PIEZAS

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA ESCUOLA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO		TITULACIÓN:	INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA
Nº PLANO:	12	PROYECTO:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN INVERNADERO DE ACELGAS
ESCALA:	1/1	AUTOR:	ALEJANDRO VICEDO SOLER
FECHA:	13/8/2022	PLANO:	PILAR FRONTAL



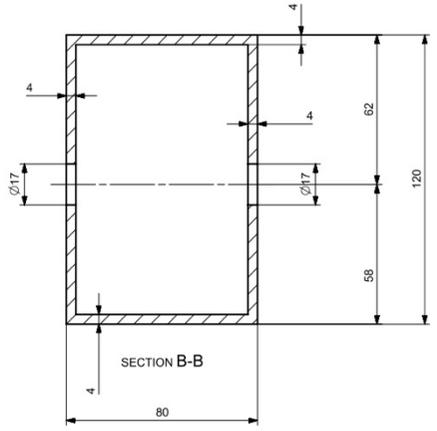
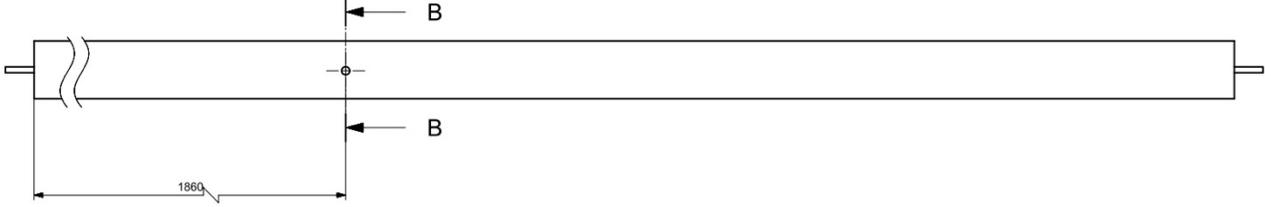
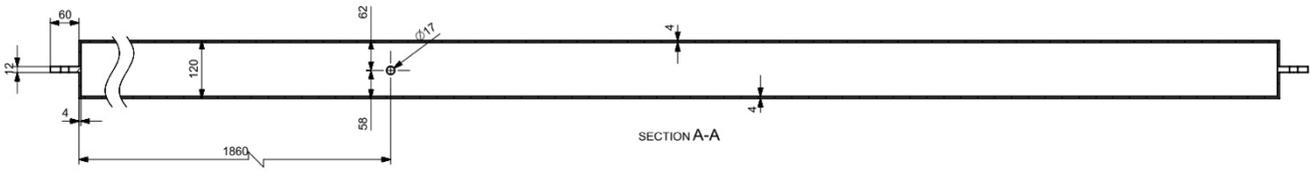
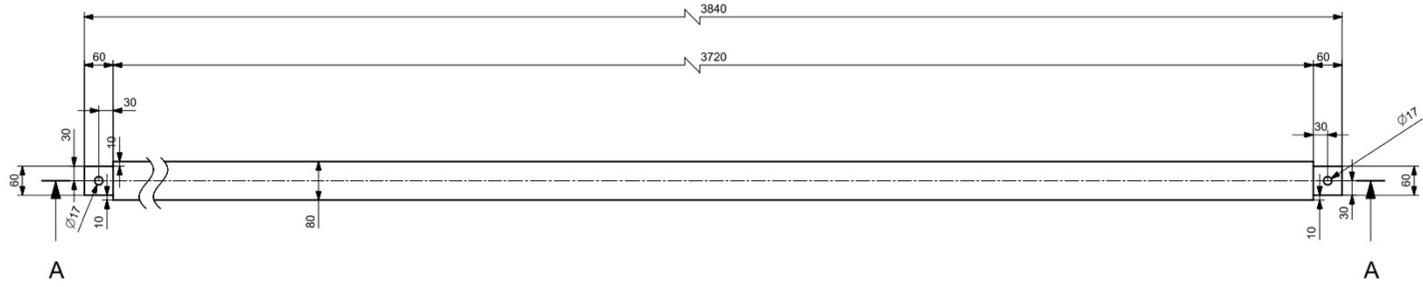
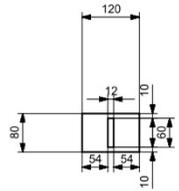
4 PIEZAS

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA ESCUOLA TÈCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO		TITULACIÓN:	INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA
Nº PLANO:	13	PROYECTO:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN INVERNADERO DE ACELGAS
ESCALA:	1/1	AUTOR:	ALEJANDRO VICEDO SOLER
FECHA:	13/8/2022	PLANO:	PILAR FRONTAL 2

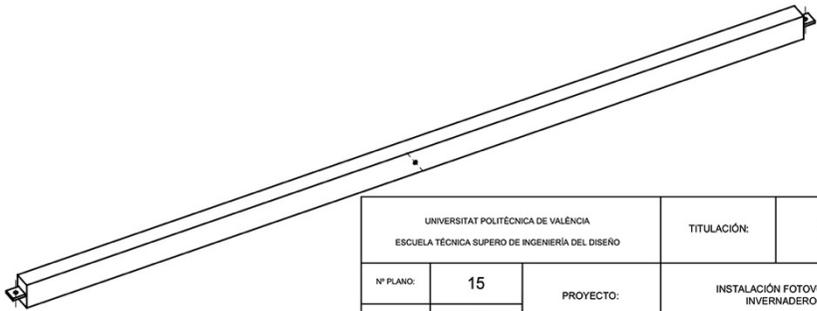


8 PIEZAS

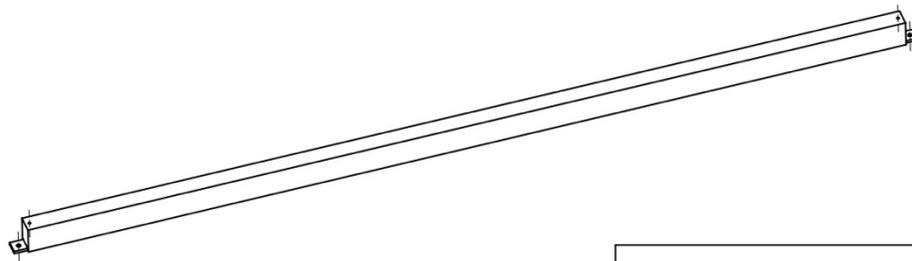
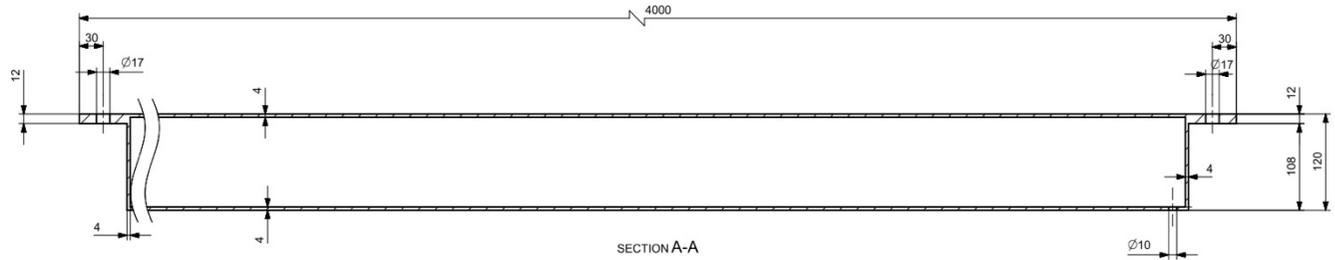
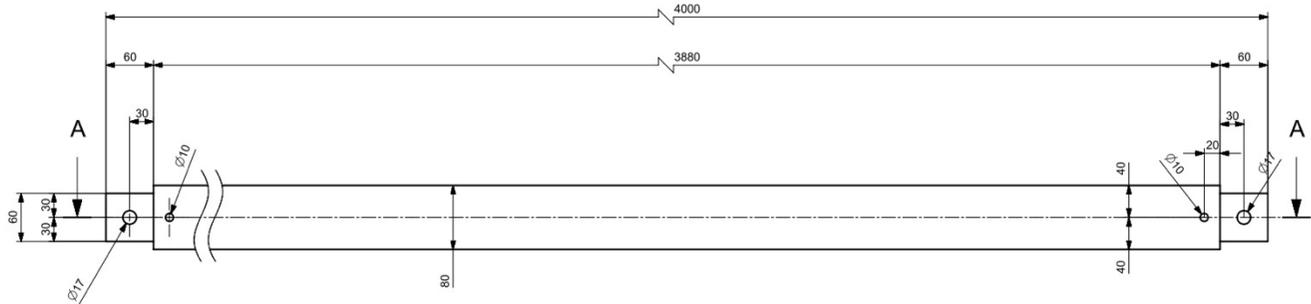
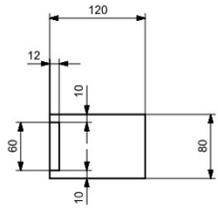
UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA ESCUOLA TÈCNICA SUPERO DE INGENIERIA DEL DISEÑO		TITULACIÓN:	INGENIERIA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA
Nº PLANO:	14	PROYECTO:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN INVERNADERO DE ACELGAS
ESCALA:	1/1	AUTOR:	ALEJANDRO VICEDO SOLER
FECHA:	14/8/2022	PLANO:	PILAR LATERAL



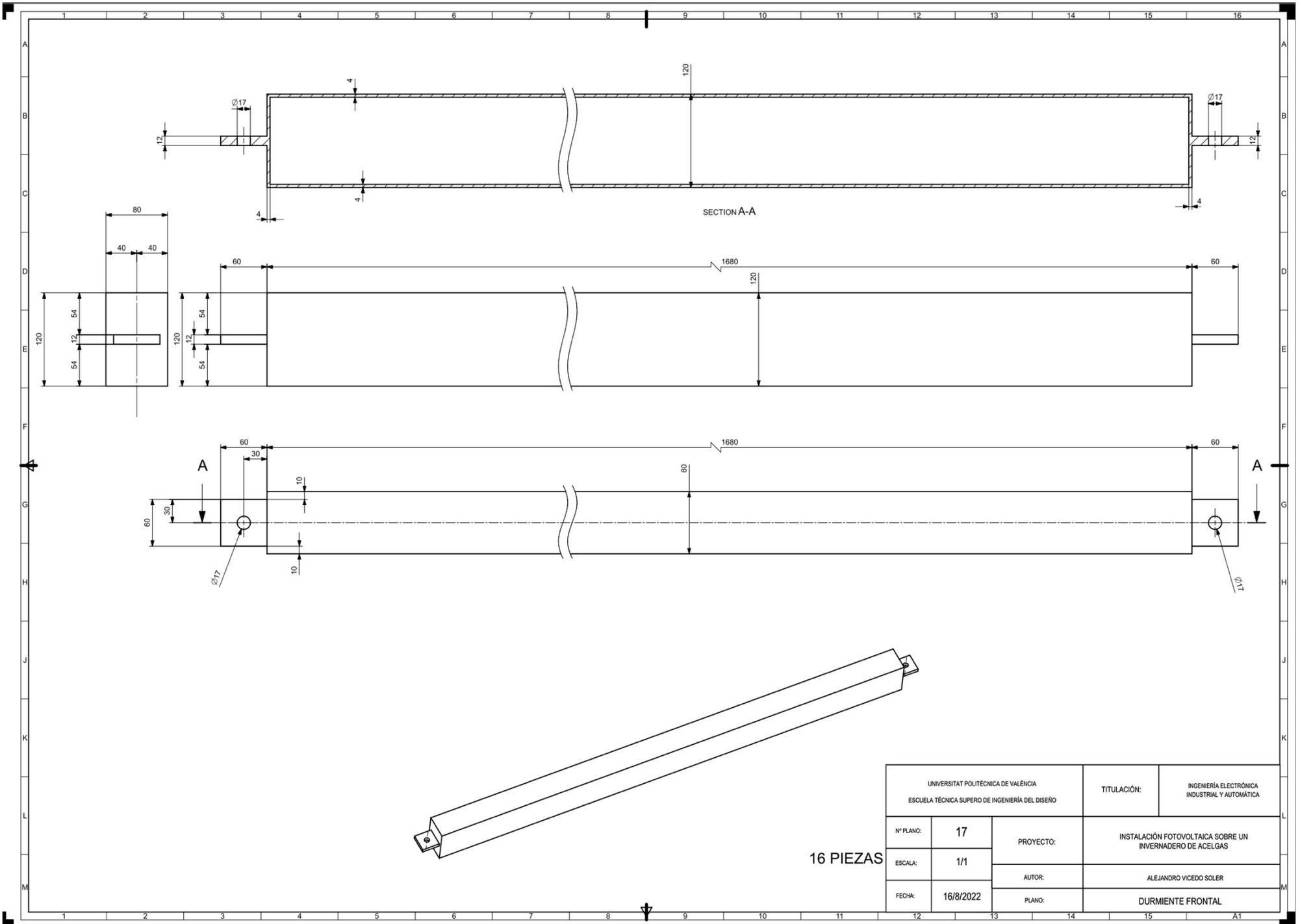
8 PIEZAS



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO		TITULACIÓN:	INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA
Nº PLANO:	15	PROYECTO:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN INVERNADERO DE ACELGAS
ESCALA:	1/1	AUTOR:	ALEJANDRO VICEDO SOLER
FECHA:	15/8/2022	PLANO:	DURMIENTE LATERAL

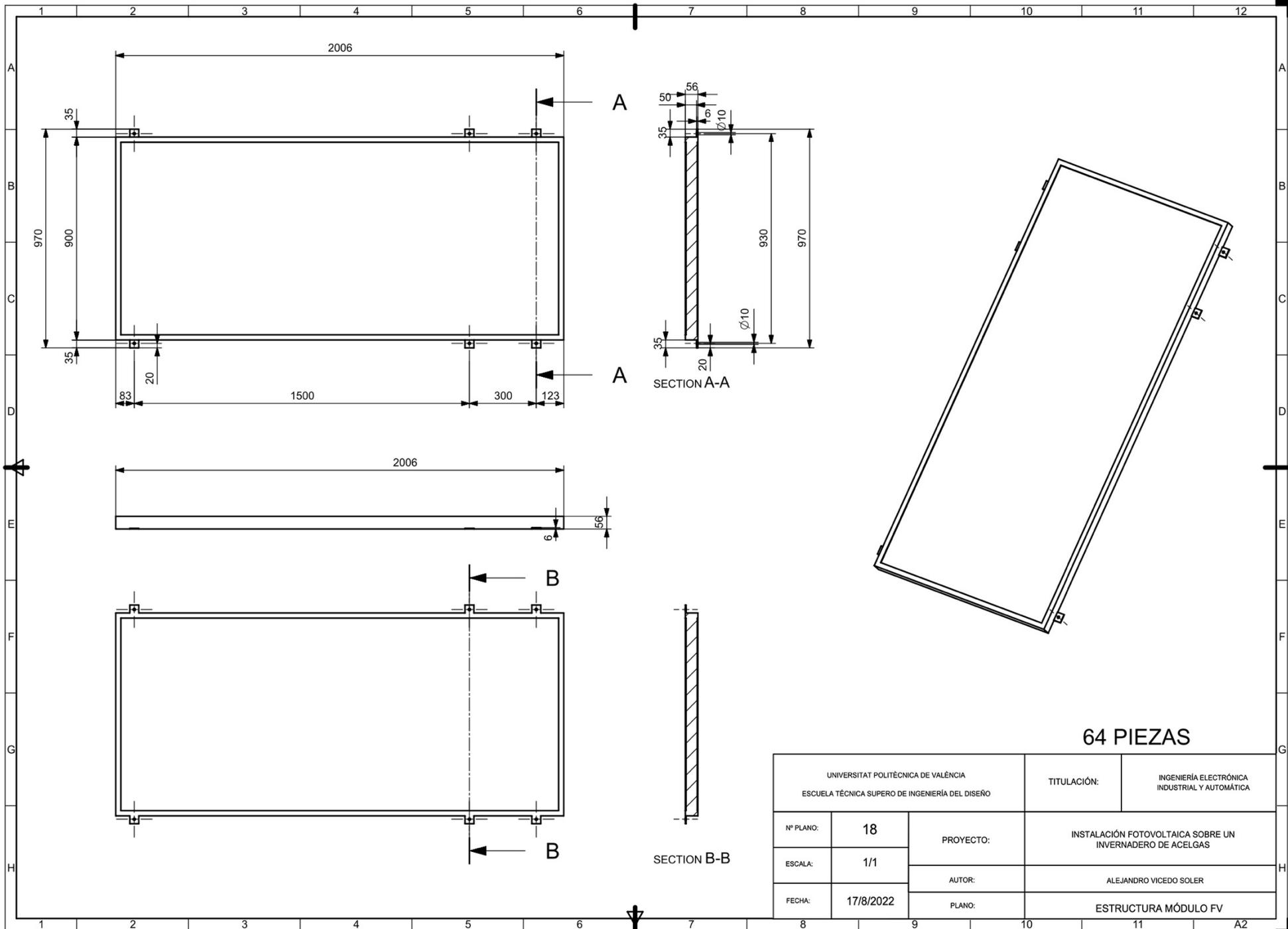


UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO		TITULACIÓN:	INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA
Nº PLANO:	16	PROYECTO:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN INVERNADERO DE ACELGAS
ESCALA:	1/1	AUTOR:	ALEJANDRO VICEDO SOLER
FECHA:	15/8/2022	PLANO:	CORREA



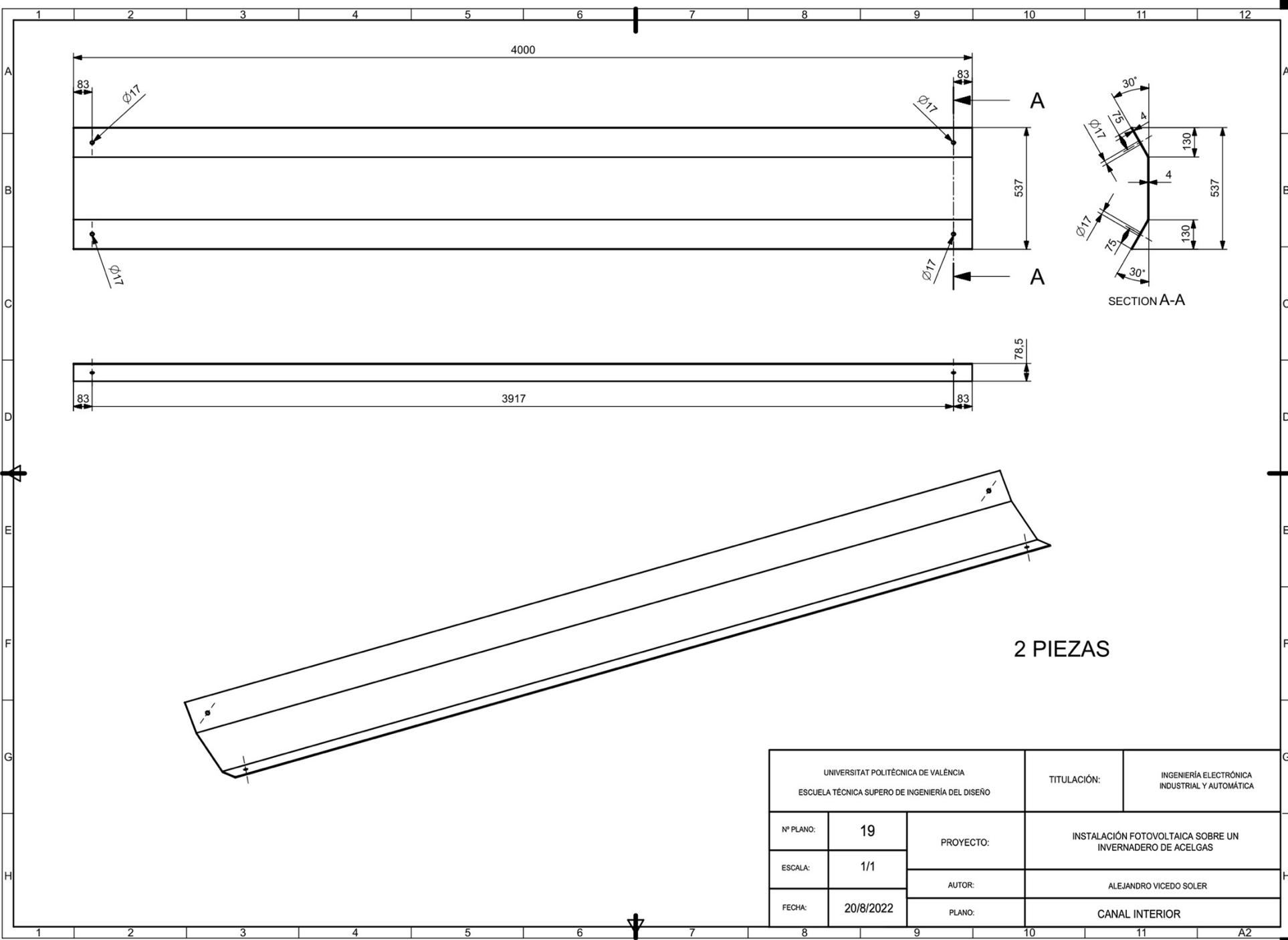
16 PIEZAS

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO		TITULACIÓN:	INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA
Nº PLANO:	17	PROYECTO:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN INVERNADERO DE ACELGAS
ESCALA:	1/1	AUTOR:	ALEJANDRO VICEDO SOLER
FECHA:	16/8/2022	PLANO:	DURMIENTE FRONTAL



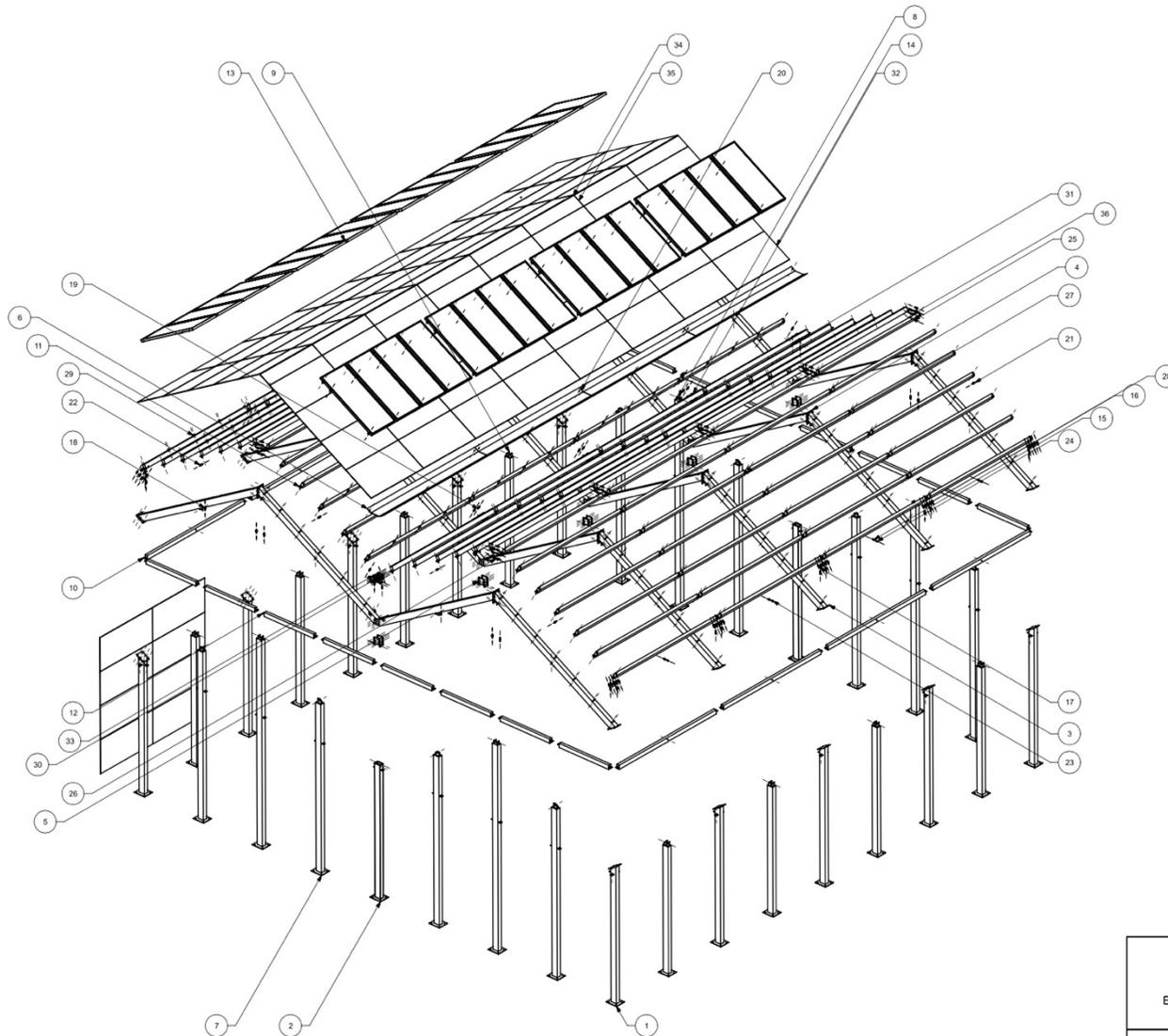
64 PIEZAS

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA		TITULACIÓN:	INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO			
Nº PLANO:	18	PROYECTO:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN INVERNADERO DE ACELGAS
ESCALA:	1/1	AUTOR:	ALEJANDRO VICEDO SOLER
FECHA:	17/8/2022	PLANO:	ESTRUCTURA MÓDULO FV



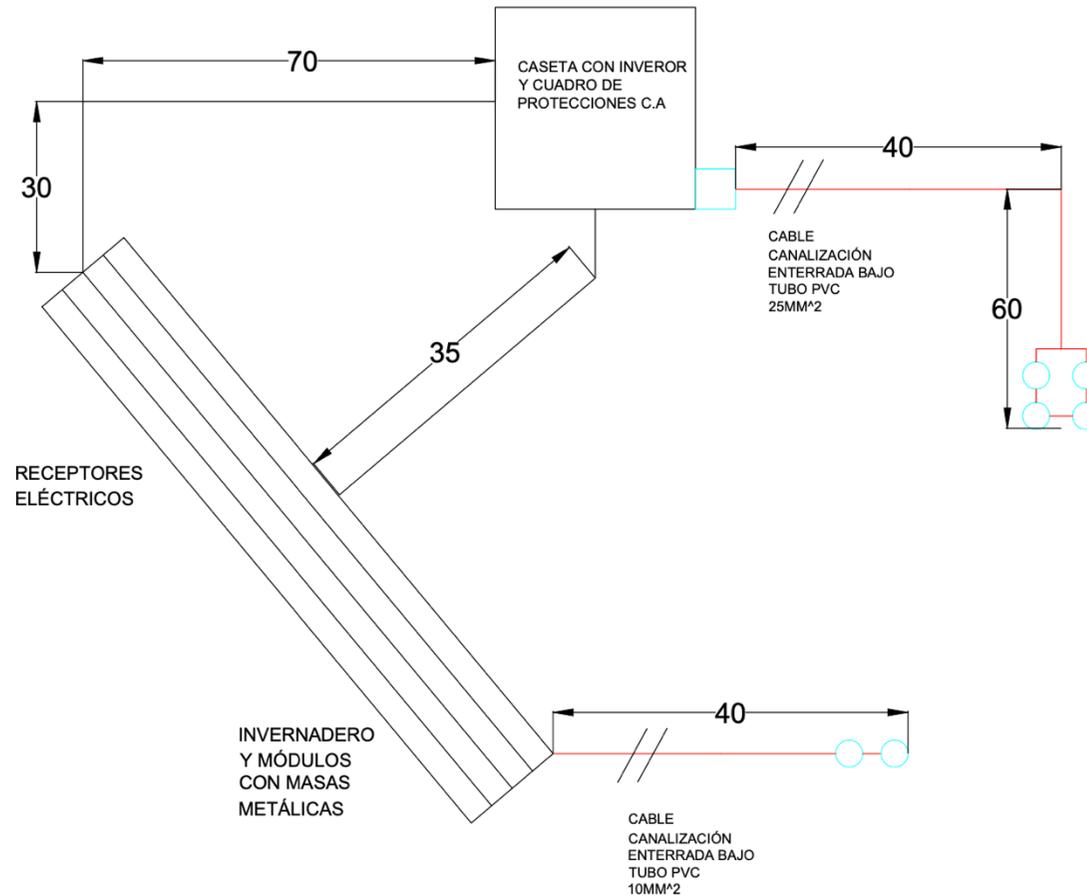
2 PIEZAS

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO		TITULACIÓN:	INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA
Nº PLANO:	19	PROYECTO:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN INVERNADERO DE ACELGAS
ESCALA:	1/1	AUTOR:	ALEJANDRO VICEDO SOLER
FECHA:	20/8/2022	PLANO:	CANAL INTERIOR



36	DIN-HEX BOLT STACKS 13	60	24	DIN-HEX BOLT STACKS 4	8
35	VIDRIO SUPERIOR2	8	23	HEX HEAD BOLT. DIN.M16X150	8
34	VIDRIO SUPERIOR1	8	22	DIN-HEX BOLT STACKS 3	9
33	DIN-HEX BOLT STACKS 12	30	21	HEX HEAD BOLT. DIN.M16X70	9
32	HEX HEAD BOLT. DIN.M16X200	30	20	CANAL INTERIOR	2
31	DIN-HEX BOLT STACKS 9	4	19	DIN-HEX BOLT STACKS 2	16
30	HEX HEAD BOLT. DIN.M16X250	4	18	DIN-HEX BOLT STACKS 1	48
29	TORNILLO HEXAGONAL DIN 558 M16X30	130	17	HEX HEAD BOLT. DIN.M16X65	192
28	DIN-HEX BOLT STACKS 8	60	16	HEX NUT. 1A. DIN.M16X2	243
27	TORNILLO HEXAGONAL DIN 558 M16X50	208	15	PLAIN WASHER CLEVIS. DIN. 16	486
26	DIN-HEX BOLT STACKS 6	4	14	VIDRIO 2X1	72
25	DIN-HEX BOLT STACKS 5	4	13	PANEL SOLAR 2X1	32
PC NO	PART NAME	QTY	12	DURMIENTE FRONTAL	16
			11	CORREZA	104
			10	DURMIENTE LATERAL	8
			9	PILAR LATERAL	8
			8	PILAR FRONTAL2	4
			7	PILAR FRONTAL1	8
			6	CANAL	2
			5	PLACA CABEZA PILAR INT.	5
			4	DINTEL INTERIOR	10
			3	DINTEL	10
			2	PILAR INTERIOR	2
			1	PILAR	10
PC NO	PART NAME	QTY			

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA		TITULACIÓ:	INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO			
Nº PLANO:	20	PROYECTO:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN INVERNADERO DE ACELGAS
ESCALA:	NA	AUTOR:	ALEJANDRO VICEDO SOLER
FECHA:	25/8/2022	PLANO:	INVERNADERO SOSTENIBLE EXPLOSIONADO



**LEYENDA**

	PICA ENTERRADA A 3.125 M
	ARQUETA ESTANCA

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO		TITULACIÓN:	INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA
Nº PLANO:	21	PROYECTO:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN INVERNADERO DE ACELGAS
ESCALA:	NA	AUTOR:	ALEJANDRO VICEDO SOLER
FECHA:	29/8/2022	PLANO:	ESQUEMA DE CONEXIONES A TIERRA

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN INVERNADERO DE  
ACELGAS

DOCUMENTO N°4: PLIEGO DE  
CONDICIONES

GRADO ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

AUTOR/A: Alejandro Vicedo Soler  
Tutor/a: Vicente Donderis Quiles  
Cotutor/a: Pedro Martín Concepción  
CURSO ACADÉMICO: 2021-2022



## Índice

5. Pliego de condiciones técnicas aplicadas al proyecto.....	136
5.1 Objeto .....	136
5.2 Generalidades.....	136
5.3 Componentes y materiales.....	137
5.3.1 Generalidades.....	137
5.3.2 Sistemas generadores fotovoltaicos.....	138
5.3.3 Estructura soporte.....	139
5.3.5 Cableado.....	141
5.3.6 Conexión a red.....	141
5.3.7 Medidas .....	141
5.3.8 Protecciones .....	142
5.3.9 Puesta a tierra .....	142
5.3.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética .....	142
5.3.11 Medidas de seguridad .....	142
5.4 Recepción y pruebas.....	143
5.5 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.....	144
5.6 Garantías.....	145

## 5. Pliego de condiciones técnicas aplicadas al proyecto

En esta parte del proyecto se va a exponer el pliego de condiciones técnicas aplicando el documento redactado por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético (IDAE): “Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica - Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red”. También conocido como PCT-C-REV – julio 2011.

### 5.1 Objeto

- 5.1.1 Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red que se realicen en el ámbito de actuación del IDAE (proyectos, líneas de apoyo, etc.). Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.
- 5.1.2 Valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.
- 5.1.3 El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.
- 5.1.4 En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

### 5.2 Generalidades

- 5.2.1 Este Pliego es de aplicación a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.
- 5.2.2 Podrá, asimismo, servir como guía técnica para otras aplicaciones especiales, las cuales deberán cumplir los requisitos de seguridad, calidad y durabilidad establecidos. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones.
- 5.2.3 En todo caso serán de aplicación todas las normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:
  - Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
  - Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.



- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

## 5.3 Componentes y materiales

### 5.3.1 Generalidades

- 5.3.1.1 Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.
- 5.3.1.2 La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.
- 5.3.1.3 El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.
- 5.3.1.4 Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.
- 5.3.1.5 Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.
- 5.3.1.6 Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos,

sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

- 5.3.1.7 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.
- 5.3.1.8 Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

### 5.3.2 Sistemas generadores fotovoltaicos

- 5.3.2.1 Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.

- 5.3.2.2 El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.
- 5.3.2.3 Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.
  - 5.3.2.3.1 Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
  - 5.3.2.3.2 Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable. 5.2.3.3 Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 3\%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.
  - 5.3.2.3.3 Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.
  - 5.3.2.3.4 Será deseable una alta eficiencia de las células.
  - 5.3.2.3.5 La estructura del generador se conectará a tierra.
  - 5.3.2.3.6 Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.
  - 4.3.2.3.7 Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

### 5.3.3 Estructura soporte

- 5.3.3.1 En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.
- 5.3.3.2 La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.
- 5.3.3.3 El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.
- 5.3.3.4 Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.
- 5.3.3.5 El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.
- 5.3.3.6 La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.
- 5.3.3.7 La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
- 5.3.3.8 Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.
- 5.3.3.9 Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terracea) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.
- 5.3.3.10 La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.
- 5.3.3.11 Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

### 5.3.4 Inversores

- 5.3.4.1 Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.

- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

5.3.4.3 Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

5.3.4.4 Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

5.3.4.5 Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes: – Encendido y apagado general del inversor.  
– Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

5.3.4.6 Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

5.3.4.6.1 El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiación solar un 10% superiores a las CEM. Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

5.3.4.6.2 El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del

rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

5.3.4.6.3 El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.

5.3.4.6.4 El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.

5.3.4.6.5 A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

5.3.4.7 Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

5.3.4.8 Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

5.3.4.9 Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

### 5.3.5 Cableado

5.3.5.1 Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

5.3.5.2 Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

5.3.5.3 El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

5.3.5.4 Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

### 5.3.6 Conexión a red

5.3.6.1 Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

### 5.3.7 Medidas



5.3.7.1 Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

### 5.3.8 Protecciones

5.3.8.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.3.8.2 En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

### 5.3.9 Puesta a tierra

5.3.9.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.3.9.2 Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

5.3.9.3 Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

### 5.3.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética

5.3.10.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

### 5.3.11 Medidas de seguridad

5.3.11.1 Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

- 5.3.11.2 La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.
- 5.3.11.3 Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga.

## 5.4 Recepción y pruebas

- 5.4.1 El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.
- 5.4.2 Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.
- 5.4.3 Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:
- 5.4.3.1 Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- 5.4.3.2 Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- 5.4.3.3 Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- 5.4.3.4 Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.
- 5.4.4 Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:
- 5.4.4.1 Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- 5.4.4.2 Retirada de obra de todo el material sobrante.

- 5.4.4.3 Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.
- 5.4.5 Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.
- 5.4.6 Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.
- 5.4.7 No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

## 5.5 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

### 5.5.1 Generalidades

- 5.5.1.1 Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.
- 5.5.1.2 El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

### 5.5.2 Programa de mantenimiento

- 5.5.2.1 El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.
- 5.5.2.2 Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:
- Mantenimiento preventivo.
  - Mantenimiento correctivo.
- 5.5.2.3 Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.
- 5.5.2.4 Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 8.3.5.2 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

5.5.2.5 El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

5.5.2.6 El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

5.5.2.7 Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

5.5.2.8 Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

## 5.6 Garantías

### 5.6.1 Ámbito general de la garantía

5.6.1.1 Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

5.6.1.2 La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

## 5.6.2 Plazos

5.6.2.1 El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.

4.6.2.2 Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

## 5.6.3 Condiciones económicas

5.6.3.1 La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

5.6.3.2 Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

5.6.3.3 Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

5.6.3.4 Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

## 5.6.4 Anulación de la garantía

5.6.4.1 La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto 8.3.3.4.

## 5.6.5 Lugar y tiempo de la prestación

5.6.5.1 Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.



- 5.6.5.2 El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.
- 5.6.5.3 Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.
- 5.6.5.4 El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.



## BIBLIOGRAFÍA

-*JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission*

[https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/tools.html](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html)

-*UNE-HD 60364-5-52:2014. (s/f). Une.org.*

<https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0054027>

-*Gobierno de España. (2019, 5 abril). Real Decreto 244/2019. Boe.es.*

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-5089>

-*Puesta a Tierra. Qué es, Partes, Instalación. Areatecnologia.com.*

<https://www.areatecnologia.com/electricidad/puesta-a-tierra.html>

-*Iberdrola Renovable: tarifa solar, estudio y precios. Energia.roams.es.*

<https://energia.roams.es/energia-renovable/energia-solar/instaladores/iberdrola-smart-solar/>

-*Energía solar fotovoltaica. Wikipedia.org.*

[https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa\\_solar\\_fotovoltaica#Espa%C3%B1a](https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar_fotovoltaica#Espa%C3%B1a)

-*Pliego de condiciones técnicas de instalaciones fotovoltaicas.*

[https://www.idae.es/sites/default/files/documentos\\_5654\\_FV\\_pliego\\_condiciones\\_tecnicas\\_instalaciones\\_conectadas\\_a\\_red\\_C20\\_Julio\\_2011\\_3498eaaf.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf)

-*Tipos de tecnología en las celdas fotovoltaicas. Tritec-intervento.cl.*

<https://tritec-intervento.cl/tipos-de-tecnologia-en-las-celdas-fotovoltaicas/>

- *Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC - BOE.es*

[https://www.boe.es/biblioteca\\_juridica/codigos/abrir\\_pdf.php?fich=326\\_Reglamento\\_electrotecnico\\_para\\_baja\\_tension\\_e\\_ITC.pdf](https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/abrir_pdf.php?fich=326_Reglamento_electrotecnico_para_baja_tension_e_ITC.pdf)



- *Energías Renovables en España 2022 | TotalEnergies.es.*

<https://www.totalenergies.es/es/pymes/blog/energias-renovables-Espana#:~:text=De%20acuerdo%20con%20los%20%C3%BAltimos,respecto%20al%20consumo%20energ%C3%A9tico%20total.>

- *Renewable Energy - Our World in Data. Ourworldindata.org*

<https://ourworldindata.org/renewable-energy>

- *Las renovables generarán el 50% de la electricidad mundial en 2030, según McKinsey. Pvmagazine.es.*

<https://www.pv-magazine.es/2022/04/27/las-renovables-generaran-el-50-de-la-electricidad-mundial-en-2030-segun-mckinsey/>

- *Paneles solares en serie o en paralelo. Sotysolar.es.*

<https://sotysolar.es/placas-solares/instalacion/serie-o-paralelo>

- *¿Cómo afecta la temperatura en el rendimiento de una placa solar?*

<https://www.cambioenergetico.com/blog/influye-la-temperatura-rendimiento-placa-solar#:~:text=Como%20todos%20los%20dispositivos%20conductores,de%20horas%20solares%20en%20verano.>

- *Cálculo de la sección del cable – Grupo Novelec. Blog.gruponovelec.com.*

<https://blog.gruponovelec.com/electricidad/calculo-de-la-seccion-del-cable/>



## ANEXOS

-Anexo 1: CÁLCULO Y DISEÑO DE LA ESTRUCTURA

-Anexo 2: FICHAS TÉCNICAS



INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN INVERNADERO DE  
ACELGAS

ANEXO N°1: CÁLCULO Y DISEÑO DEL  
INVERNADERO

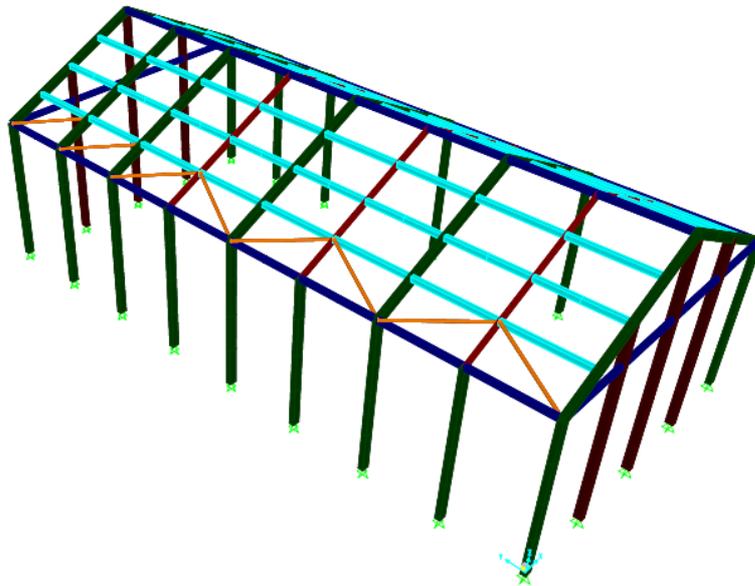
GRADO ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

AUTOR/A: Alejandro Vicedo Soler  
Tutor/a: Vicente Donderis Quiles  
Cotutor/a: Pedro Martín Concepción  
CURSO ACADÉMICO: 2021-2022

En este primer anexo, se va a proceder a explicar y justificar los cálculos realizados para conseguir un correcto y óptimo diseño del invernadero y de la estructura que hará de soporte para el conjunto de módulos.

La estructura portante está formada por los siguientes elementos:

- Estructura aporticada de pilares y dinteles cada 2m con correas en cubierta.
- Pórticos de dos pilares de 4m de altura libre y un dintel con 8m de luz con una altura aproximada de 6m en total.
- Correas en cubierta cada 1 m aproximadamente.
- Cerramiento de cristal de 2x1m con un peso aproximado de 53 kg.



*Figura 45. Modelo 3D de la estructura del invernadero (Fuente: Propia)*

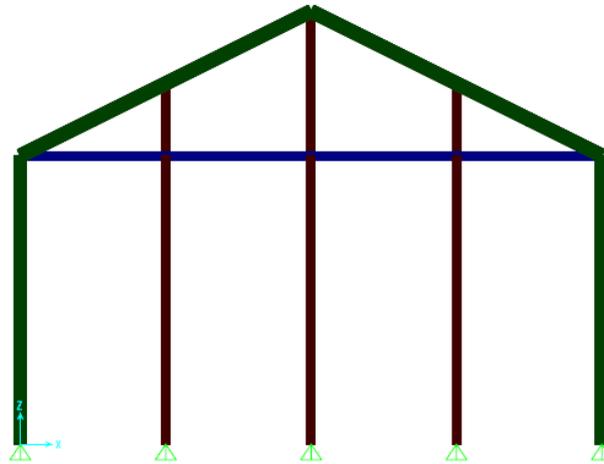


Figura 46. Pórtico frontal (Fuente: Propia)

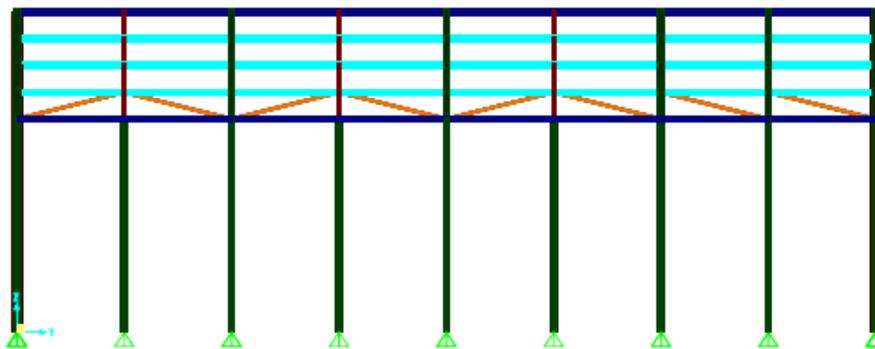


Figura 47. Alzado lateral del invernadero (Fuente: Propia)

En primer lugar, se va a describir los tipos de acciones que afectan a la estructura según la Normativa:

**Acciones permanentes:**

Las cargas permanentes vienen dadas por la densidad de los materiales de la estructura portante (barras y uniones) del propio peso, vidrios del invernadero y paneles solares y las fijaciones de los paneles.

- La densidad del acero es de 7850 kp/m<sup>3</sup>
- La densidad del aluminio es de 2660 kp/m<sup>3</sup>
- El peso de los vidrios de 2x1m es de 53 kg aproximadamente
- El peso de los paneles es de 25 kg por unidad.

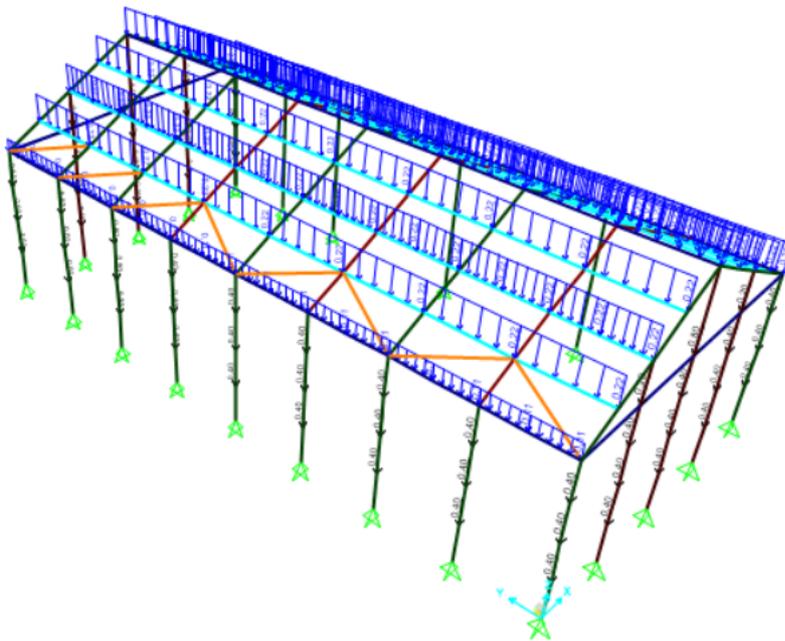


Figura 48. Carga permanente: peso propio, vidrio y paneles solares (Fuente: Propia)

#### -Carga de Nieve:

La ubicación del invernadero será en altitudes inferiores a 200m. Por lo que en nuestro caso se aplica una carga uniforme de **qb=0,20 kN/m<sup>2</sup>**. Cabe mencionar que este valor viene recogido en el CTE DB SE Acciones del año 2009.

#### -Carga de Uso:

No procede a ser aplicada.

### -Carga de Viento:

La carga del viento se calcula con lo ayuda del CTE DB SE Acciones, donde se escoge el valor de la velocidad básica de zona A. En nuestro caso  **$q_b=0,42 \text{ kN/m}^2$** .

El coeficiente de exposición se calcula de la siguiente tabla en función de la altura y de la zona de exposición de la carpa según la tabla 3.4 del CTE DB SE Acciones:

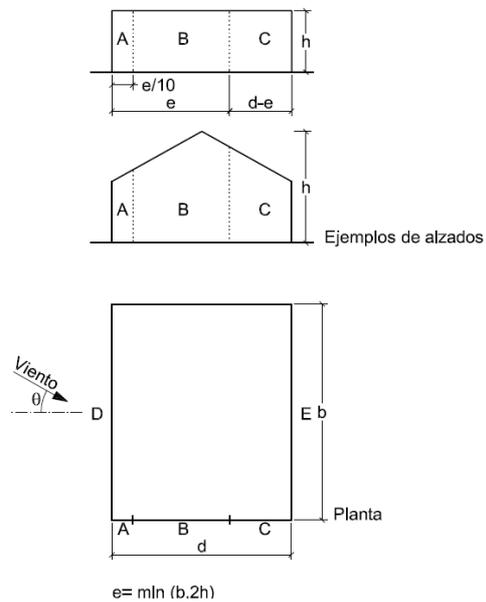
En nuestro caso escogemos zona rural y una altura de referencia de 6 m ya que la carpa tiene una altura de 6m, por lo que, fijándonos en la tabla siguiente, podemos observar que  **$c_e=2,0$** .

Tabla 3.4. Valores del coeficiente de exposición  $c_e$

Grado de aspereza del entorno	Altura del punto considerado (m)							
	3	6	9	12	15	18	24	30
I Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	2,4	2,7	3,0	3,1	3,3	3,4	3,5	3,7
II Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	2,1	2,5	2,7	2,9	3,0	3,1	3,3	3,5
III Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	1,6	2,0	2,3	2,5	2,6	2,7	2,9	3,1
IV Zona urbana en general, industrial o forestal	1,3	1,4	1,7	1,9	2,1	2,2	2,4	2,6
V Centro de negocio de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	1,2	1,2	1,2	1,4	1,5	1,6	1,9	2,0

Tabla 30. Coeficientes de exposición según CTE DB SE Acciones (Fuente: CTE DB SE Acciones)

Ahora se va a realizar un estudio a través de los coeficientes de presión para las paredes, siendo:



A (m <sup>2</sup> )	h/d	Zona (según figura), $-45^\circ < \theta < 45^\circ$				
		A	B	C	D	E
$\geq 10$	5	-1,2	-0,8	-0,5	0,8	-0,7
	1	"	"	"	"	-0,5
	$\leq 0,25$	"	"		0,7	-0,3

Figura 49. Coeficientes de la presión del viento (Fuente: CTE)

Por lo que la presión en cada elemento será:

$$q_v = 0,42 \cdot 2,0 \cdot C_p = 0,84 \text{ kN/m}^2 \cdot C_p$$

**-Cubierta:**

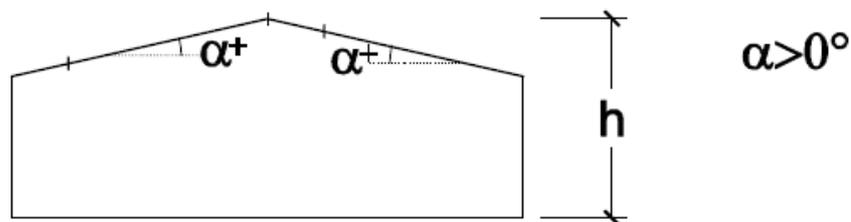
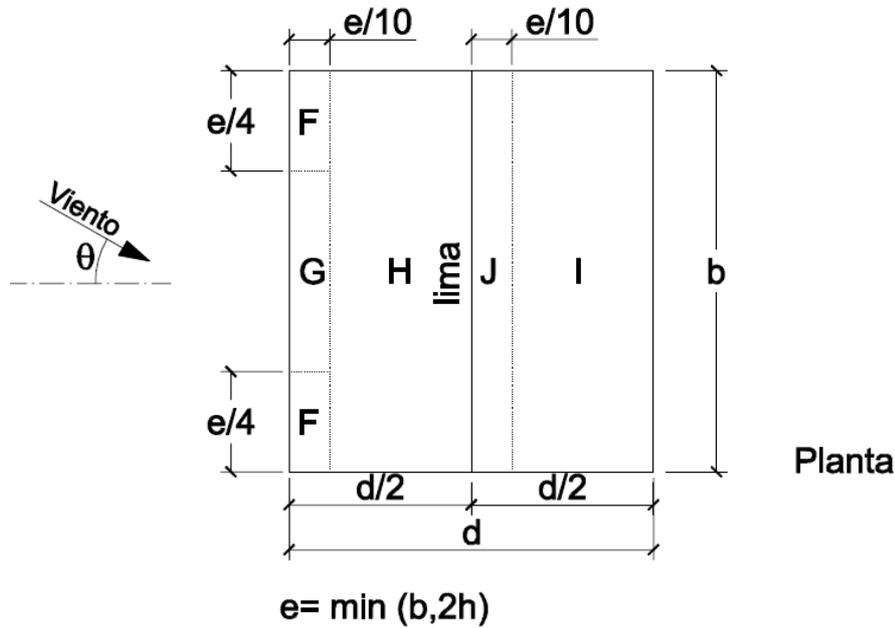


Figura 50. Coeficientes de la presión del viento en los laterales (Fuente: CTE)



$\alpha^\circ$	$\geq 10$	-0,5 0,7	-0,5 0,7	-0,2 0,4	-0,4 0	-0,5 0
----------------	-----------	-------------	-------------	-------------	-----------	-----------

Figura 51. Coeficientes de la presión del viento en la cubierta (Fuente: CTE)

## COMBINACIONES DE CÁLCULO

Las combinaciones consideradas para los estados límites de servicio son:

$$1. A_{per} \cdot 1,0 + Viento \cdot 1,0$$

$$2. A_{per} \cdot 1,0 + Nieve \cdot 1,0$$

$$3. A_{per} \cdot 1,35 + Nieve \cdot 1,0 + Viento \cdot 1$$

Las combinaciones consideradas para los estados límites últimos son:

$$1. A_{per} \cdot 1,35 + Viento \cdot 1,5$$

$$2. A_{per} \cdot 1,35 + Nieve \cdot 1,5$$

$$3. A_{per} \cdot 1,35 + Nieve \cdot 1,5 + Viento \cdot 0,9$$

$$4. A_{per} \cdot 1,35 + Viento \cdot 1,5 + Nieve \cdot 0,9$$

Propuesta de secciones:

- Pilar de 120x180x6 mm, Clase 3 o superior
- Dintel de 120x180x6 mm, Clase 3 o superior
- Canal en Omega.
- Correa de 120x80x4mm
- Durmiente de 120x80x4mm

#### COMPROBACIÓN DE LOS ESTADOS LÍMITES DE SERVICIO

Pasamos a la comprobación de las deformaciones máximas que se producen en la estructura. Al tratarse de una estructura ligera con cerramiento muy flexible, los límites de la deformación considerados son: **Flecha máxima relativa 15 mm**

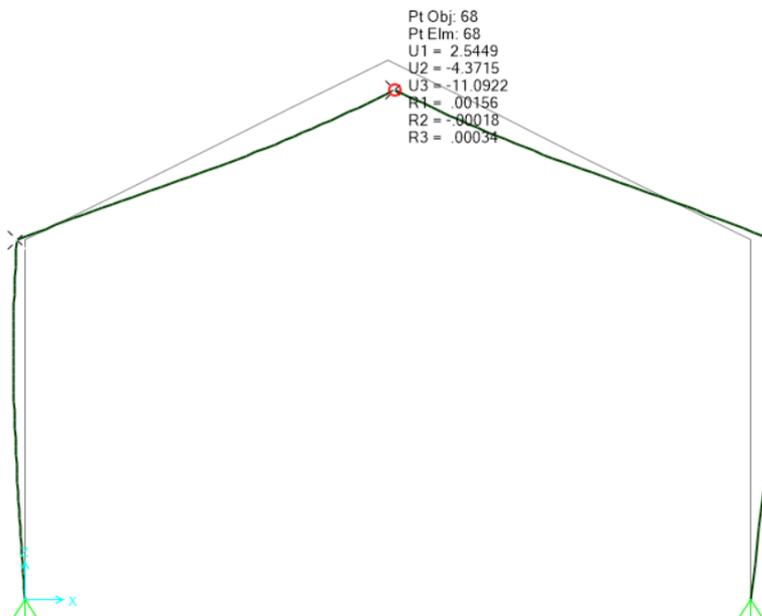


Figura 52. Resultado de las deformaciones verticales máximas (Fuente: Propia)



Figura 53. Deformaciones horizontales verticales (Fuente: Propia)

Como se puede observar, los resultados cumplen los requisitos de deformaciones requeridos por el cliente.

### **SE CUMPLEN LOS ESTADOS LÍMITES DE SERVICIO**

### COMPROBACIÓN DE LOS ESTADOS LÍMITES ÚLTIMOS

Para la comprobación de los estados límites iremos buscando por tipo de sección y elemento para su comprobación final de las tensiones según el criterio de Von Mises.

En primer lugar, es necesario comprobar la clase de sección para poder hacer las respectivas comprobaciones de resistencia.

Al tratarse de elementos cuadrados o rectangulares, en ambos casos son elementos internos y con tratamiento térmico sin soldar.

Elemento	Sección	Clase
Pata pórtico	120X180X6	Clase 3
Dintel	120X180X6	Clase 3
Correa	120x80x4	Clase 3
Canal	Omega	Clase 4

Tabla 31. Clasificación de secciones en aluminio según Eurocódigo 3 (Fuente: Eurocódigo 3)

Elemento	Sección	Área, mm <sup>2</sup>	Modulo, mm <sup>3</sup>
Pata pórtico	120X180X6	3456	173833
Dintel	120X180X6	3456	173833
Correa	120x80x4	1536	40908
Canal	Omega		

Tabla 32. Clasificación de secciones (Fuente: Propia)

Sabiendo que la resistencia de cálculo del acero es:

$$f_{yd} = \frac{235}{1,05} = 224 \text{ MPa}$$

Diagramas de solicitaciones:

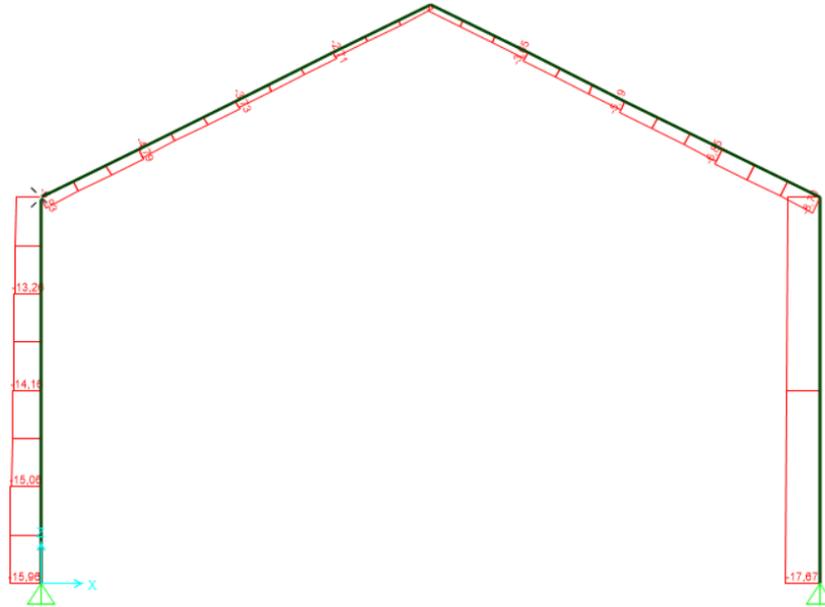


Figura 54. Diagrama de axiles (AP + Nieve) (Fuente: Propia)

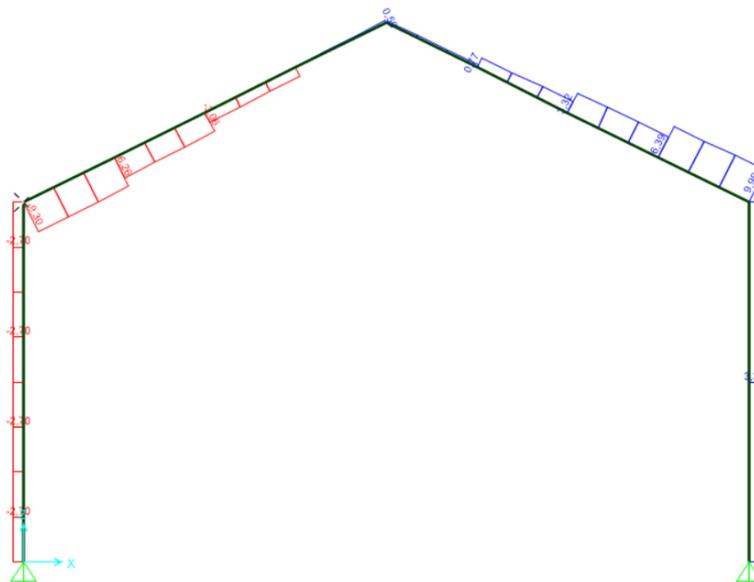


Figura 55. Diagrama de cortantes (AP + Nieve) (Fuente: Propia)

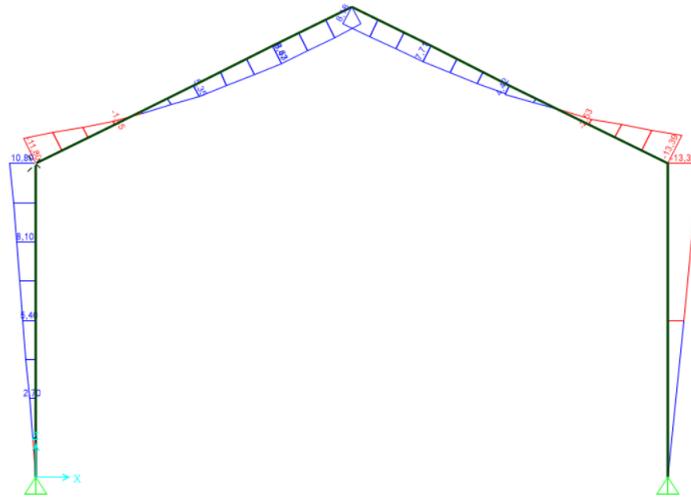


Figura 56. Diagrama de momentos  $M_y$  (AP + nieve) (Fuente: Propia)

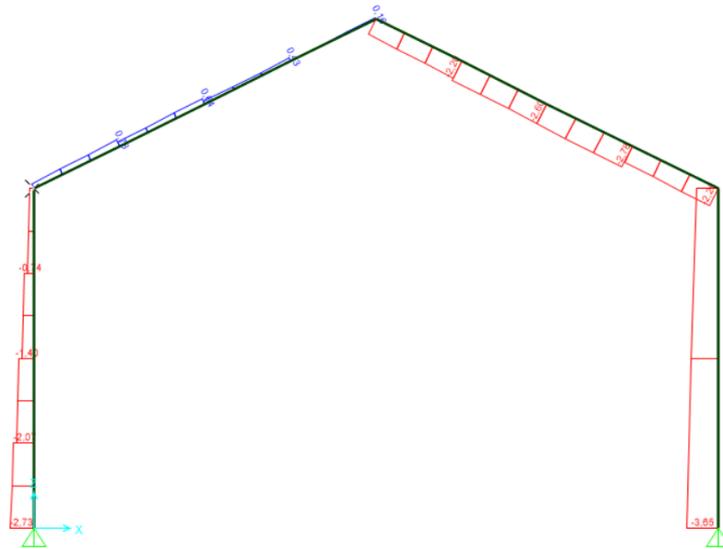


Figura 57. Diagrama de axiles (AP + viento) (Fuente: Propia)



**-Pata:**

Comprobación final de las Tensiones de Von Mises (AP + Nieve):

$$SVM = 79,4 < 224MPa$$

**-Viga:**

Comprobación final de las Tensiones de Von Mises:

$$SVM = 80,4 < 224MPa$$

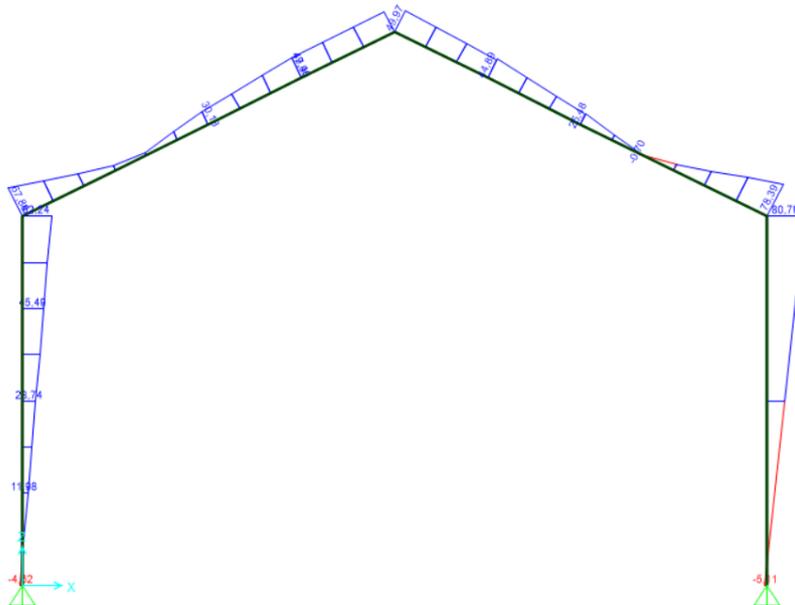


Figura 60. Diagrama de Tensiones de Von Mises (Fuente: Propia)

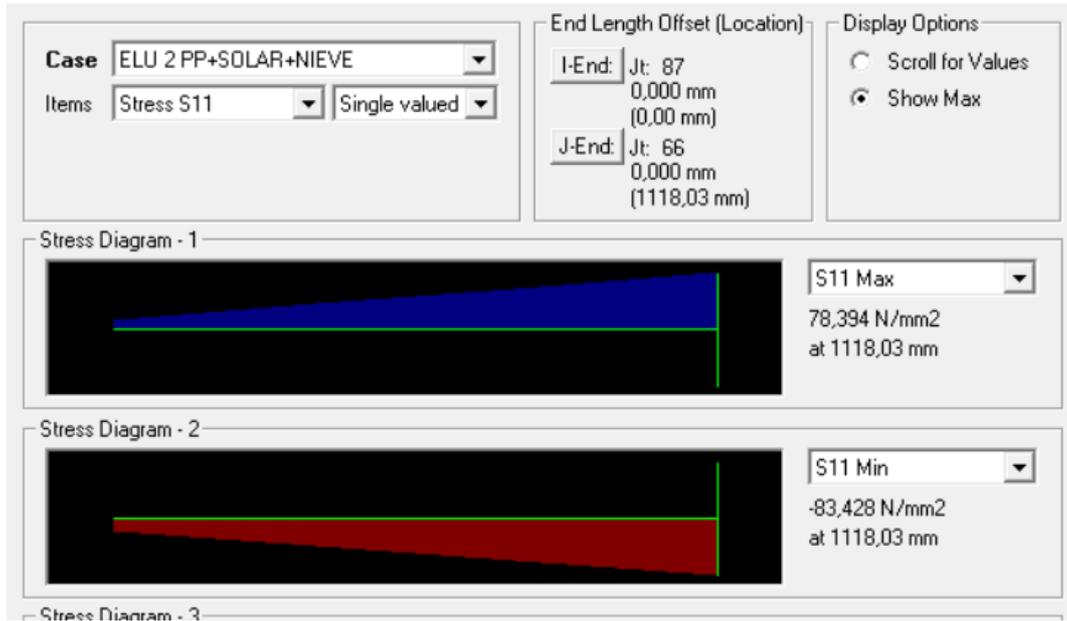


Figura 61. Comprobación de Tensiones Von Mises en la viga (Fuente: Propia)

-Correa:

Comprobación final de las Tensiones de Von Mises:

$$SVM = 15 < 224MPa$$

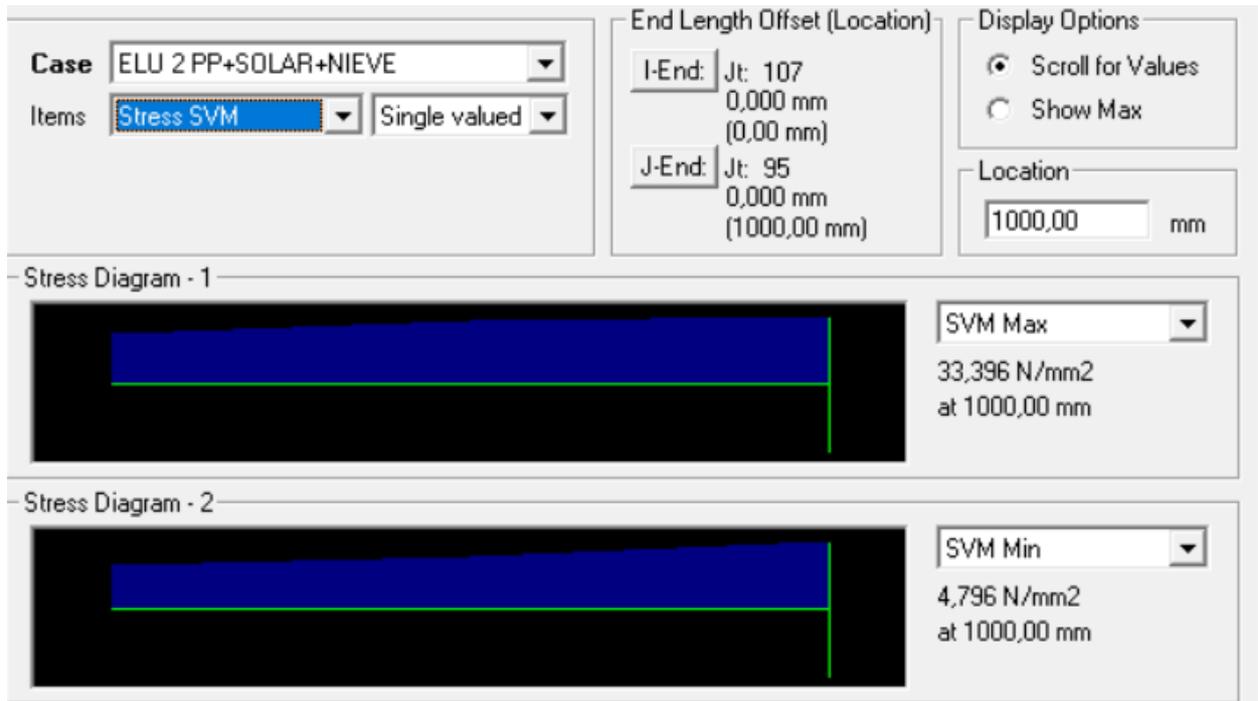


Figura 62. Comprobación de Tensiones Von Mises en la correa (Fuente: Propia)

## CALCULO DE LOS TIROS DE CIMENTACIÓN

Para la hipótesis de viento es necesario comprobar los tiros para colocar contrapesos o los anclajes de las placas de cimentación. **Tiro máximo de 18 kN**

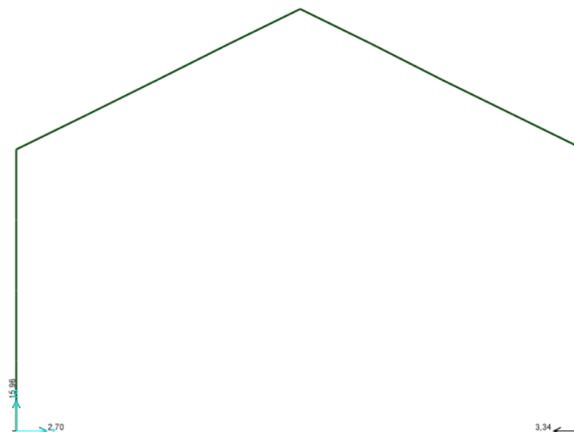
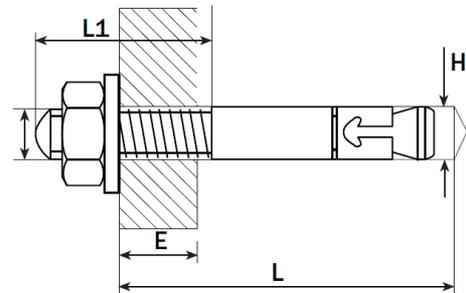


Figura 63. Cálculo de los tiros de cimentación (Fuente: Propia)

**Se debe introducir un peso de 1800 kg por pata o anclajes de 12mm mínimo con una profundidad de 160mm.**



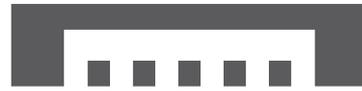
dxL	M12x160	M12x180	M12x220	M12x250
<b>H=ø broca/drill ø</b>	12	12	12	12
<b>L=prof. taladro y plano/drill depth</b>	85	85	85	85
<b>E=espesor max a fijar/grip range</b>	80	100	140	170
<b>G=par de apriete/torque</b>	7-8	7-8	7-8	7-8
<b>L1=longitud rosca/thread length</b>	45	45	45	45
<b>Extracción Fz/pull out-force:</b>				
<b>hormigón 200 kg/200 Kg concrete:</b>	4.000	4.000	4.000	4.000
<b>hormigón 300 kg/300 Kg concrete:</b>	4.700	4.700	4.700	4.700
<b>Cizalladura Fg/shear tension:</b>				
<b>hormigón 200 kg/200 Kg concrete:</b>	3.800	3.800	3.800	3.800
<b>hormigón 300 kg/300 Kg concrete:</b>	3.800	3.800	3.800	3.800

Tabla 33. Resistencia de los pernos de anclaje de las placas de anclaje (Fuente: Fator)

**La tornillería debe ser de M10 8.8 o superior**

**Resistencia a cortadura: 25,1 kN**

**Resistencia axial: 33,4 kN**

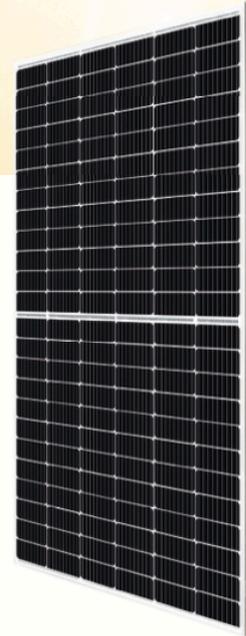


INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN INVERNADERO DE  
ACELGAS

ANEXO N°2: FICHAS TÉCNICAS

GRADO ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

AUTOR/A: Alejandro Vicedo Soler  
Tutor/a: Vicente Donderis Quiles  
Cotutor/a: Pedro Martín Concepción  
CURSO ACADÉMICO: 2021-2022



# HiKu

## SUPER HIGH POWER MONO PERC MODULE

### 430 W ~ 455 W

CS3W-430 | 435 | 440 | 445 | 450 | 455MS

#### MORE POWER



26 % more power than conventional modules



Up to 4.5 % lower LCOE  
Up to 2.7 % lower system cost



Low NMOT:  $42 \pm 3$  °C  
Low temperature coefficient (Pmax):  
-0.35 % / °C



Better shading tolerance

#### MORE RELIABLE



Lower internal current,  
lower hot spot temperature



Minimizes micro-crack impacts



Heavy snow load up to 5400 Pa,  
wind load up to 3600 Pa\*



**linear power output warranty\***



**enhanced product warranty on materials and workmanship\***

\*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

#### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

ISO 9001:2015 / Quality management system  
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system  
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

#### PRODUCT CERTIFICATES\*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / INMETRO  
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS  
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



\* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 40 GW deployed around the world since 2001.

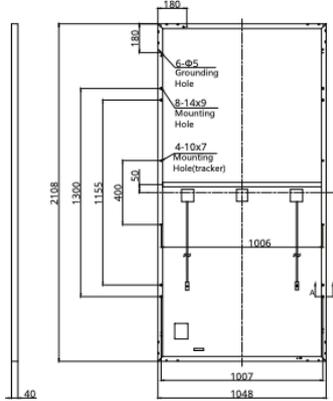
\* For detail information, please refer to Installation Manual.

#### CANADIAN SOLAR INC.

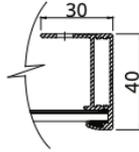
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

## ENGINEERING DRAWING (mm)

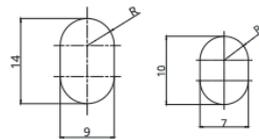
### Rear View



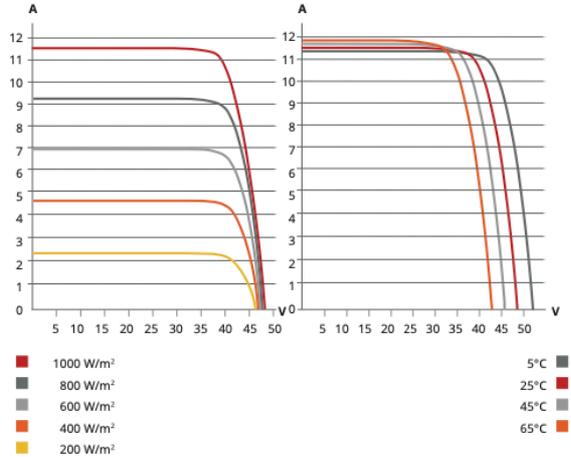
### Frame Cross Section A-A



### Mounting Hole



## CS3W-435MS / I-V CURVES



## ELECTRICAL DATA | STC\*

CS3W	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS	455MS
Nominal Max. Power (Pmax)	430 W	435 W	440 W	445 W	450 W	455 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.3 V	40.5 V	40.7 V	40.9 V	41.1 V	41.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.68 A	10.75 A	10.82 A	10.89 A	10.96 A	11.02 A
Open Circuit Voltage (Voc)	48.3 V	48.5 V	48.7 V	48.9 V	49.1 V	49.3 V
Short Circuit Current (Isc)	11.37 A	11.42 A	11.48 A	11.54 A	11.60 A	11.66 A
Module Efficiency	19.5%	19.7%	19.9%	20.1%	20.4%	20.6%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	20 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 10 W					

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

## ELECTRICAL DATA | NMOT\*

CS3W	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS	455MS
Nominal Max. Power (Pmax)	321 W	325 W	328 W	332 W	336 W	339 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.6 V	37.8 V	37.9 V	38.1 V	38.3 V	38.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.54 A	8.59 A	8.65 A	8.71 A	8.76 A	8.82 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.4 V	45.6 V	45.8 V	46.0 V	46.2 V	46.4 V
Short Circuit Current (Isc)	9.17 A	9.21 A	9.26 A	9.31 A	9.36 A	9.41 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

## MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

\* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.35 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.27 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

## PARTNER SECTION



\* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

## CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

## Fuse - FUSE 10,3X38 25A PV - 3061364

Please be informed that the data shown in this PDF Document is generated from our Online Catalog. Please find the complete data in the user's documentation. Our General Terms of Use for Downloads are valid (<http://phoenixcontact.com/download>)



Fuse, 10.3x38 mm, up to 1000 V DC, gPV characteristics

### Your advantages

- 10 x 38 midget fuses for reliable protection of PV modules and their control system
- Use in PV lines with a nominal voltage of up to 1000 V DC
- Designed in accordance with the photovoltaic standard IEC 60269-6



### Key Commercial Data

Packing unit	10 pc
Minimum order quantity	10 pc
GTIN	 4 055626 200811
GTIN	4055626200811
Weight per Piece (excluding packing)	8.760 g
Custom tariff number	85361050
Country of origin	Slovenia

### Technical data

#### General

Color	white
Flammability rating according to UL 94	V0

#### Dimensions

Length	38 mm
Diameter	10.3 mm

#### General

Fuse	Midget / 10.3 x 38
Connection in acc. with standard	IEC 60269-6

## Fuse - FUSE 10,3X38 25A PV - 3061364

### Technical data

#### General

Nominal current $I_N$	25 A
Nominal voltage $U_N$	1000 V DC

#### Standards and Regulations

Connection in acc. with standard	IEC 60269-6
Flammability rating according to UL 94	V0

#### Environmental Product Compliance

China RoHS	Environmentally friendly use period: unlimited = EFUP-e
	No hazardous substances above threshold values

### Classifications

#### eCl@ss

eCl@ss 4.0	27142001
eCl@ss 4.1	27142001
eCl@ss 5.0	27142001
eCl@ss 5.1	27142000
eCl@ss 6.0	27142000
eCl@ss 7.0	27142002
eCl@ss 8.0	27142002
eCl@ss 9.0	27142002

#### ETIM

ETIM 3.0	EC000035
ETIM 4.0	EC002704
ETIM 5.0	EC002704
ETIM 6.0	EC002704

#### UNSPSC

UNSPSC 6.01	30211915
UNSPSC 7.0901	39121514
UNSPSC 11	39121514
UNSPSC 12.01	39121514
UNSPSC 13.2	39121627

## Ficha Técnica

Protección contra sobretensiones fotovoltaica V20,  
1000V CC  
Art.-Nr. 5094608

**OBO**  
BETTERMANN



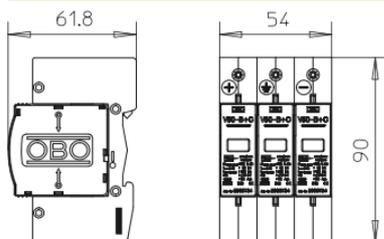
V20 descargador de sobretensiones tipo 2 para instalaciones fotovoltaicas

- Unidad completa con descargador de varistores enchufable y dispositivo seccionador
- Conexión en estrella a prueba de fallos según VDE 0100-712 (EN 50539-12)
- Conexión equipotencial de protección contra sobretensiones según VDE 0100-443 (IEC 60364-4-44)
- V20-C 3-PH-1000 comprobado según EN 50539-11 (VDE / KEMA)
- Capacidad de descarga de hasta 40 kA (8/20) por polo
- Nivel de protección bajo en CC: < 4,0 kV y Uoc máx. = 1000 V CC
- Con indicación visual de funcionamiento para su instalación en armarios de distribución

Aplicación: Instalaciones fotovoltaicas sin o con sistema aislado de protección contra rayos



### Dimensiones



### Datos maestros

Código	5094608
Tipo	V20-C 3-PH-1000
Denominación 1	Descargador sobretensiones V20
Denominación 2	3 polos sist. fotovoltaicos
Dimensión	1000V DC
Embalaje mínimo de venta	1,00 Unidad
Peso	36,50 kg/100 u

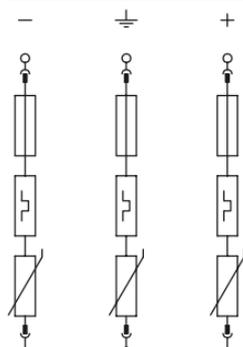
# Ficha Técnica

Protección contra sobretensiones fotovoltaica V20,  
1000V CC

Art.-Nr. 5094608



## Datos técnicos

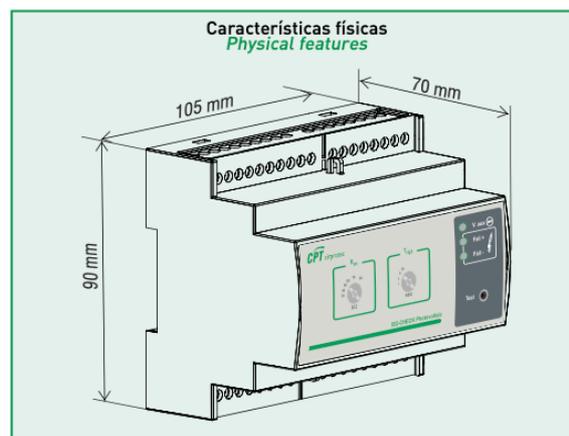


Clasificación según la norma EN 61643-11	Tipo 2
Clasificación según norma IEC 61643-11	clase II
Categoría de pruebas tipo 2	<input checked="" type="checkbox"/>
Máxima tensión de funcionamiento CC	1.000,00 V
Tensión máxima de funcionamiento DC	1.000,00 V
Intensidad nominal de descarga (8/20)	20 kA
Máxima corriente de descarga (8/20 µs)	40,00 kA
Nivel de protección	< 4,0 kV
Tiempo de reacción	< 25 ns
Máx. protección previa por fusibles	125,00 A
Gama de temperatura	-40+80 °C
Modelo de polos	3
Modelo	Tripolar para sistemas fotovoltaicos
Modelo	3 polos
Modo de montaje	Raíl simétrico 35 mm
Tipo de protección	IP20
Modo de protección	IP 20
Con riesgo de emisión de chispas	<input type="checkbox"/>
Tamaño	3 TE
Unidad de división TE (17,5 mm)	3
Contacto de señalización remota	<input type="checkbox"/>
Máx. sección transversal de conductor flexible (de hilo fino)	25,00 mm <sup>2</sup>
Máx. sección transversal de conductor rígido (unifilar/multifilar)	35,00 mm <sup>2</sup>
Sección de conexión, conector flexible	2,50 - 25,00 mm <sup>2</sup>
Sección de conexión rígida	2,50 - 35,00 mm <sup>2</sup>
Sección de conexión, conector multifilar	2,50 - 35,00 mm <sup>2</sup>
Señalización en el dispositivo	Visual

# Serie ISO-Check PV

Vigilante de aislamiento para instalaciones fotovoltaicas  
Insulation monitoring device for photovoltaic systems

**CPT** cirprotec



## Características técnicas Technical features

Modelos/Models Códigos/Codes		ISO-Check PV 600 77706704	ISO-Check PV 1000 77706703
Tensión de alimentación auxiliar AC 50/60 Hz Supply voltage AC 50/60 Hz	$U_s$ [V]	230	
Consumo propio Power consumption	VA	2	
Tensión nominal del sistema Nominal system voltage	$U_n$ [VDC]	300...600	500...1000
Valor de respuesta Response value	$R_{an}$ [k $\Omega$ ]	30,40,50,60,70,80	
Tiempo de respuesta (RLY1) Response time (RLY1)	$t_{RLY1}$ [ms]	<1s ( $C_e \leq 22,5 \mu F$ )	
Tiempo de respuesta (RLY2) Response time (RLY2)	$t_{RLY2}$ [s]	1,2,5,10	
Desviación de respuesta Relative uncertainty	%	5 (450V < $U_s$ $\leq$ 600V) 15 (300V < $U_s$ $\leq$ 450V)	5 (750V < $U_s$ $\leq$ 1000V) 15 (500V < $U_s$ $\leq$ 750V)
Histéresis (para $U_n=1000$ Vdc) Hysteresis (at $U_n=1000$ Vdc)	%	15 ( $R_{in}=30$ k $\Omega$ ) 10 ( $R_{in}=80$ k $\Omega$ )	
Tiempo de rearme Reclosing time	$t_r$ [min]	1	
Tensión de medida (valor de pico)(RF= $\infty\Omega$ ) Measuring voltage (peak value)(RF= $\infty\Omega$ )	$U_m$ [V]	<25	
Corriente de medida (RF=0 $\Omega$ ) Measuring current (RF=0 $\Omega$ )	$I_m$ [mA]	<1,5	
Resistencia interna CC Internal DC resistance	$R_i$ [k $\Omega$ ]	512	
Impedancia interna (a 50 Hz) Internal impedance (at 50 Hz)	$Z_i$ [k $\Omega$ ]	512	
Tensión continua admisible Permissible DC voltage	$U_{f9}$ [V]	1150	
Capacidad tolerada de derivación de la red System leakage capacitance	$C_e$ [ $\mu F$ ]	$\leq 22,5$	
Tensión impulsional soportada/Categoría Rated impulse voltage/Category	$U_{imp}$ [kV]	4/III	

Cod: 15606447

Cirprotec, S.L.

C/.Lepanto, 49 - 08223 - Terrassa BCN(Spain) - Tel.+34 937331684 - Fax.+34 937332764  
www.cirprotec.com - comercial@cirprotec.com - export@cirprotec.com

# Serie ISO-Check PV

Vigilante de aislamiento para instalaciones fotovoltaicas  
*Insulation monitoring device for photovoltaic systems*



## Datos generales *General information*

Modelos/Models Códigos/Codes	ISO-Check PV 600 77706704	ISO-Check PV 1000 77706703
Normas de producto <i>Product standards</i>	EN 61557-8 ; IEC 61557-8	
CEM <i>EMC</i>	EN 61000 ; IEC 61000	
Temperatura de funcionamiento <i>Operating temperature</i>	°C	-20...+70
Grado de protección envolvente <i>Degree of protection</i>	IP 20	
Material envolvente y clase <i>Enclosure and flammability class</i>	PC V0	

Diagrama de conexión  
*Wiring diagram*

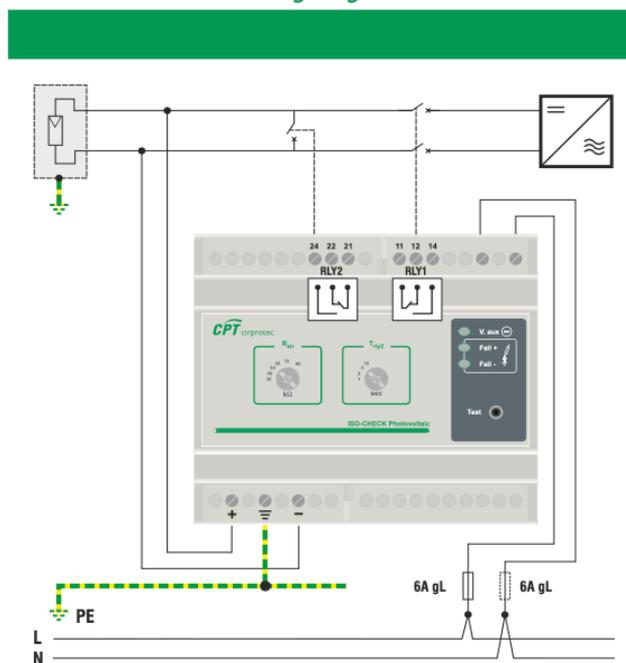
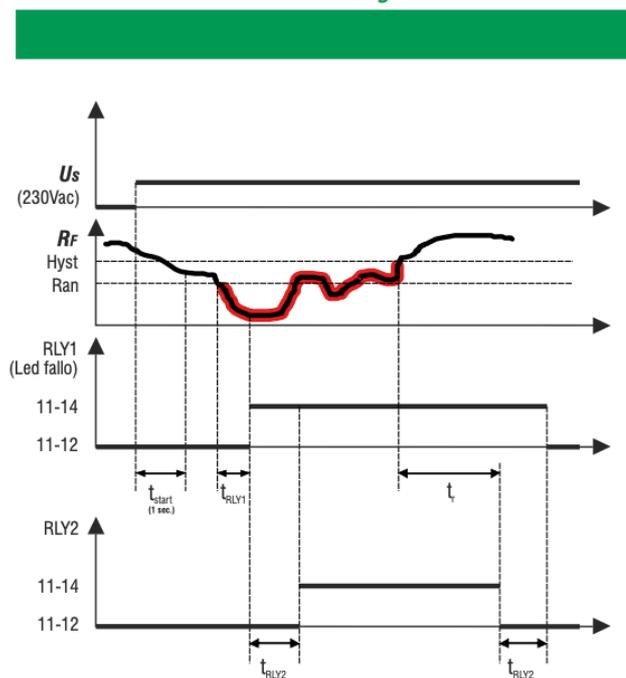


Diagrama de funcionamiento  
*Functional diagram*



Cod: 15606447

Cirprotec, S.L.

C/.Lepanto, 49 - 08223 - Terrassa BCN(Spain) - Tel.+34 937331684 - Fax.+34 937332764  
www.cirprotec.com - comercial@cirprotec.com - export@cirprotec.com

## Hoja de características del producto

### Características

## A9N18376

Magnetotérmico, Acti9 C120N, 4P, 125 A, C curva, 10000 A (IEC 60898-1), 10 kA (IEC 60947-2)



### Principal

Gama de producto	Dardo Plus
Gama	Acti 9
Nombre del producto	C120
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	C120N
Aplicación del dispositivo	Distribución
Número de polos	4P
Número de polos protegidos	4
[In] Corriente nominal	125 A en 30 °C
Tipo de red	CA
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Capacidad de corte	10000 A Icn en 230...400 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1 6 kA Icu at 440 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 20 kA Icu at 220...240 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 10 kA Icu at 380...415 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 10 kA Icu en <= 500 V CC acorde a EN/IEC 60947-2
Poder de seccionamiento	Yes conforming to IEC 60947-2

### Complementario

Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V AC 50/60 Hz <= 500 V CC 220...240 V AC 50/60 Hz 440 V AC 50/60 Hz 230...400 V CA 50/60 Hz
Límite de enlace magnético	5...10 x In
[Ics] poder de corte en servicio	7500 A 75 % acorde a EN/IEC 60898-1 - 230...400 V CA 50/60 Hz

Aviso Legal: Esta documentación no pretende sustituir ni debe utilizarse para determinar la adecuación o la fiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de los usuarios

4,5 kA 75 % acorde a EN/IEC 60947-2 - 440 V CA 50/60 Hz  
 7,5 kA 75 % acorde a EN/IEC 60947-2 - 380...415 V CA 50/60 Hz  
 15 kA 75 % acorde a EN/IEC 60947-2 - 220...240 V CA 50/60 Hz  
 10 kA 100 % acorde a EN/IEC 60947-2 - <= 500 V CC

Clase de limitación	3 conforming to EN/IEC 60947-2
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	500 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV acorde a EN/IEC 60947-2
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicación de encendido/apagado
Tipo de montaje	Ajustable en clip
Soporte de montaje	Carril DIN simétrico de 35 mm
Compatibilidad de bloque de distribución y embarrado tipo peine	NO
Pasos de 9 mm	12
Altura	81 mm
Anchura	108 mm
Profundidad	73 mm
Peso del producto	0,82 kg
Color	White
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	5000 ciclos acorde a IEC 60947-2
Conexiones - terminales	Terminales de tipo túnel1...50 mm <sup>2</sup> rígido Terminales de tipo túnel1,5...35 mm <sup>2</sup> Flexible
Longitud de cable pelado para conectar bornas	15 mm
Par de apriete	3.5 N.m
Protección contra fugas a tierra	Bloque independiente

## Entorno

Normas	EN/IEC 60947-2 EN/IEC 60898-1
Certificaciones de producto	EAC
Grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60529
Grado de contaminación	3 conforming to IEC 60947-2
Categoría de sobretensión	IV
Tropicalización	2 conforming to IEC 60068-1
Humedad relativa	95 % en 55 °C
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

## Unidades de embalaje

Tipo de unidad del paquete 1	PCE
Número de unidades en empaque	1
Peso del empaque (Lbs)	0,777 kg
Paquete 1 Altura	0,750 dm
Paquete 1 ancho	0,880 dm
Paquete 1 Longitud	1,080 dm
Tipo de unidad del paquete 2	BB1
Número de unidades en el paquete 2	3
Peso del paquete 2	2,39 kg
Paquete 2 Altura	8,4 cm

Ancho del paquete 2	9,4 cm
Longitud del paquete 2	33,2 cm
Tipo de unidad del paquete 3	S03
Número de unidades en el paquete 3	18
Paquete 3 Peso	14,87 kg
Paquete 3 Altura	30 cm
Ancho del paquete 3	30 cm
Paquete 3 Longitud	40 cm

### Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	<a href="#">Declaración de REACH</a>
Conforme con REACH sin SVHC	Sí
Directiva RoHS UE	Conforme <a href="#">Declaración RoHS UE</a>
Sin metales pesados tóxicos	Sí
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	<a href="#">Sí</a>
Normativa de RoHS China	<a href="#">Declaración RoHS China</a> Declaración proactiva de RoHS China (fuera del alcance legal de RoHS China)
Comunicación ambiental	<a href="#">Perfil ambiental del producto</a>
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

### Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

### Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------

## Interruptores diferenciales RV31- Clase AC, ACS, A, AS



### Construcción y características

- Aspecto elegante, la cubierta y la manija en forma de arco facilitan la operación.
- Ventana indicadora de posición de contacto.
- Funda transparente diseñada para llevar etiqueta
- En caso de sobrecarga, al circuito protegido, el asa RCCB se dispara y permanece en la posición central, lo que permite una solución rápida a la línea defectuosa. La manija no puede permanecer en tal posición cuando se opera manualmente.
- Proporciona protección contra fallo a la línea defectuosa. El campo no puede permanecer en tal posición cuando se opera manualmente.
- Proporciona protección contra fallo a la tierra / corriente de fuga y función de aislamiento.
- Alta capacidad de resistencia a la corriente de cortocircuito.
- Aplicable a la conexión de barra de bus tipo terminal y pin / horquilla.
- Equipado con terminales de conexión protegidos con los dedos.
- Las piezas de plástico resistentes al fuego soportan un calentamiento anormal y un fuerte impacto.
- Desconecta automáticamente el circuito cuando la corriente de fuga / fallo a tierra se produce y supera la sensibilidad nominal.
- Independiente de la fuente de alimentación y del voltaje de línea, y libre de interferencias externas fluctuación de tensión.

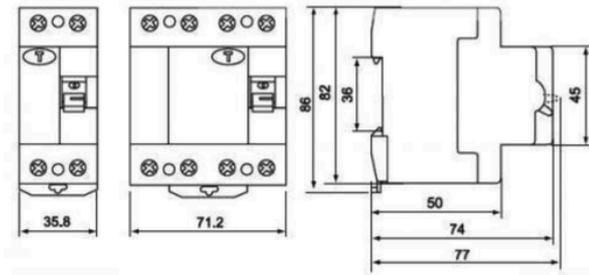
### Datos técnicos

- Dimensiones: 1 módulo por polo (18 mm)
- Normativa internacional: IEC61008-1
- Poder de corte: 10kA
- Modo: tipo electromagnético
- Características de corriente residual: A, AC, G, S
- Polo N°: 2P, 4P
- Capacidad de corte y corte nominal: 500A (In = 25A, 40A) o 630A (In = 63A)
- Corriente nominal (A): 25,40,63
- Voltaje nominal: AC230 (240) / 400 (415) V
- Frecuencia nominal: 50 / 60Hz
- Corriente de funcionamiento residual nominal I $\Delta$ n (A): 0.03, 0.1, 0.3, 0.5
- Corriente residual nominal sin funcionamiento (I $\Delta$ no): 0.5I $\Delta$ n
- Corriente nominal de cortocircuito condicional Inc: 10kA
- Corriente de cortocircuito residual condicional clasificada I $\Delta$ c: 10kA
- Rango de corriente de disparo residual: 0.5I $\Delta$ n ~ I $\Delta$ n
- Clases y empleo
  - AC = Fugas en AC. Residencial, terciario e industrial
  - A= Fugas en AC y DC pulsante. SUPERINMUNIZADO. Terciario e industrial
  - ACS = Fugas en AC + selectivo. Terciario e industrial
  - AS = Fugas en AC y DC pulsante + selectivo. SUPERINMUNIZADO. Industrial
- Altura de conexión del terminal: 19 mm
- Resistencia electromecánica: 4000 ciclos.
- Capacidad de conexión: conductor rígido 25mm<sup>2</sup>.
- Terminal de conexión: terminal de tornillo
- Pilar terminal con pinza.
- Par de engrosamiento: 2.0Nm
- Instalación: en carril simétrico 35.5mm.
- Montaje en panel
- Clase de protección: IP 20

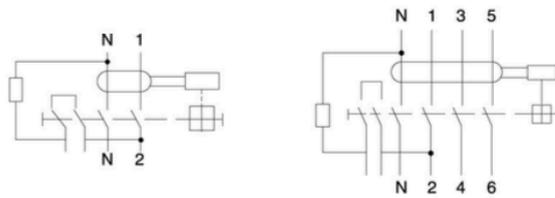
# Interruptores diferenciales RV31- Clase AC, ACS, A, AS



## Dimensiones generales y de instalación



## Diagrama de cableado



## Descanso de la acción residual

Tipo	I <sub>n</sub> /A	I <sub>Δn</sub> /A	La corriente residual (I <sub>Δn</sub> ) corresponde a los siguientes tiempos de ruptura				
			I <sub>Δn</sub>	2I <sub>Δn</sub>	5I <sub>Δn</sub>	5A, 1A, 20A, 50A, 100A, 200A, 500A	
Tipo general	Cualquier valor	Cualquier valor	0.3	0.15	0.04	0.04	Tiempo de descanso máximo
Tipo S	≥ 25	> 0.03	0.5	0.2	0.15	0.15	Tiempo de descanso máximo
			0.13	0.06	0.05	0.04	Tiempo de no-conducción mínimo
Tipo G	Cualquier valor	Cualquier valor	0.5	0.2	0.15	0.15	Tiempo de descanso máximo
			0.01	0.01	0.01	0.01	Tiempo de no-conducción mínimo

El tipo general RCBO cuya corriente I<sub>Δn</sub> es 0,003 mA o menos puede utilizar 0.25A en lugar de 5L I<sub>Δn</sub>

## Interruptor de circuito de corriente residual operado, rango de corriente de disparo

Tipo	Tipo de disparo		
AC	0,5I <sub>Δn</sub> <		
A	ángulo de retardo	1.30I <sub>n</sub>	t ≤ 1h (I <sub>n</sub> ≤ 63A) t < 2 h (I <sub>n</sub> > 63A)
	0°	2I <sub>n</sub>	10s < t < 60s(I <sub>n</sub> ≤ 63A) 20s < t < 120s(I <sub>n</sub> > 63A)
	90°	8I <sub>n</sub>	t ≤ 0.2s
	135°	12I <sub>n</sub>	t < 0.2s

# MAX 50~80KTL3 LV

- 6 / 7 MPPTs
- Smart diagnosis
- High efficiency up to 99%
- Local WIFI connection
- String monitoring
- AC&DC type II SPD
- AFCI protection
- Data storage up to 25 years
- DC side 2 in 1 connection enabled



P O W E R  
- I N G O  
T O M O -  
R R O W O

**Growatt**  
powering tomorrow

[www.ginverter.com](http://www.ginverter.com)

Datasheet	MAX 50KTL3 LV	MAX 60KTL3 LV	MAX 70KTL3 LV	MAX 80KTL3 LV
<b>Input Data</b>				
Max.DC power	65000W	78000W	91000W	104000W
Max.DC voltage	1100V	1100V	1100V	1100V
Start voltage	250V	250V	250V	250V
MPPT voltage range	200V-1000V	200V-1000V	200V-1000V	200V-1000V
Nominal voltage	585V	585V	600V	600V
Max. input current per MPPT	25A	25A	25A	25A
Number of MPP trackers / strings per MPP tracker	6/2	6/2	7/2	7/2
<b>Output (AC)</b>				
Rated AC output power	50000W	60000W	70000W	80000W
Max. AC apparent power	55500VA	66600VA	77700VA	88800VA
Max. output current	80.5A	96.6A	112.7A	128.8A
AC nominal voltage	230V/400V	230V/400V	230V/400V	230V/400V
AC grid frequency	50Hz/60Hz	50Hz/60Hz	50Hz/60Hz	50Hz/60Hz
Power factor	0.8leading ...0.8lagging	0.8leading ...0.8lagging	0.8leading ...0.8lagging	0.8leading ...0.8lagging
THDi	<3%	<3%	<3%	<3%
AC grid connection type	3W+N+PE	3W+N+PE	3W+N+PE	3W+N+PE
<b>Efficiency</b>				
Max. efficiency	98.8%	98.8%	99%	99%
Euro - eta	98.4%	98.4%	98.5%	98.5%
MPPT efficiency	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%
<b>Protection Devices</b>				
DC reverse polarity protection	yes	yes	yes	yes
DC switch	yes	yes	yes	yes
DC surge protection	Type II	Type II	Type II	Type II
Ground fault monitoring	yes	yes	yes	yes
Output short circuit protection	yes	yes	yes	yes
AC surge protection	Type II	Type II	Type II	Type II
String fault monitoring	yes	yes	yes	yes
Anti-PID protection	opt	opt	opt	opt
AFCI	opt	opt	opt	opt
<b>General Data</b>				
Dimensions (W / H / D) in mm	860/600/300	860/600/300	860/600/300	860/600/300
Weight	82kg	82kg	86kg	86kg
Operating temperature range	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C
Noise emission (typical)	≤60dB(A)	≤60dB(A)	≤60dB(A)	≤60dB(A)
Self-consumption	< 1W	< 1W	< 1W	< 1W
Topology	Transformerless	Transformerless	Transformerless	Transformerless
Cooling concept	Smart cooling	Smart cooling	Smart cooling	Smart cooling
Environmental protection rating	IP65	IP65	IP65	IP65
Altitude	4000m	4000m	4000m	4000m
Relative humidity	0-100%	0-100%	0-100%	0-100%
<b>Features</b>				
Display	LED/WIFI+APP	LED/WIFI+APP	LED/WIFI+APP	LED/WIFI+APP
Interfaces:USB/RS485/GPRS/4G/WIFI/RF	yes / yes / opt/ opt/ opt/ opt	yes / yes / opt/ opt/ opt/ opt	yes / yes / opt/ opt/ opt/ opt	yes / yes / opt/ opt/ opt/ opt
Warranty:5 years / 10 years	yes / opt	yes / opt	yes / opt	yes / opt

CQC, CE, VDE 0126-1-1, G99, UTE C 15-712, VDE-AR-N4105, EN50438, DRRG, CEI 0-16, BDEW, IEC 62116, IEC61727, IEC 60068, IEC 61683, AS 4777, UNE217001,PO12.2

## Cables 0,6/1 kV RV 0,6/1 kV



### Descripción

Los cables RV 0,6/1kV son los indicados para el transporte y distribución de energía eléctrica en baja tensión. Recomendado para conexiones industriales, acometidas, distribución interna y conexiones en el exterior. Puede ser utilizado en redes subterráneas e instalaciones fijas.

Normas de Referencia: UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502

### Aplicaciones

Según el REBT 2002, para las siguientes instalaciones:

- ITC-BT 07 Redes subterráneas para distribución en baja tensión
- ITC-BT 09 Redes de alimentación subterránea para instalaciones de alumbrado exterior
- ITC-BT 11 Redes de distribución de energía eléctrica. Acometidas subterráneas
- ITC-BT 20 Instalaciones interiores o receptoras
- ITC-BT 30 Instalaciones en locales de características especiales

Adecuados para instalaciones interiores y exteriores, sobre soportes al aire, en tubos o enterrados.

### Características Técnicas

1. Conductor	Cobre electrolítico rígido (Clase I-II) según UNE-EN 60228, EN 60228 e IEC 60228
2. Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502-1
3. Cubierta	PVC tipo DMV-18 según UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502
Tensión nominal	0,6/1 kV
Tensión de ensayo	3.500 V C.A.
Temperatura máxima	90 °C
Otras características	

Color según UNE 21089 y HD 308 S2 (marcados con colores para menos de cinco conductores), UNE-EN 50334 y EN 50334 (marcados por inscripción para más de cinco conductores)

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1-2, EN 60332-1-2 e IEC 60332-1-2

El uso de polietileno reticulado (XLPE) admite una mayor densidad de corriente, a igualdad de sección, respecto al aislamiento con PVC

Clasificación CPR según EN 50575

# Cables 0,6/1 kV

## RV 0,6/1 kV



### Dimensiones

Sección (mm <sup>2</sup> )	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)	Clase
1x1,5	12,1	4,85	36	Eca
1x2,5	7,41	5,10	45	Eca
1x4	4,61	5,55	74	Eca
1x6	3,08	6,35	83	Eca
1x10	1,83	7,10	124	Eca
1x16	1,15	8,40	182	Eca
1x25	0,727	9,90	279	Eca
1x35	0,524	11,00	369	Eca
1x50	0,387	12,40	501	Eca
1x70	0,268	14,70	714	Eca
1x95	0,193	16,70	955	Eca
1x120	0,153	18,10	1.211	Eca
1x150	0,124	20,35	1.478	Eca
1x185	0,101	22,60	1.836	Eca
1x240	0,0775	25,25	2.349	Eca
1x300	0,062	28,70	2.948	Eca
1x400	0,0465	32,60	3.924	Eca
1x500	0,0366	32,75	4.774	Eca
1x630	0,0283	36,55	6.158	Eca
2x1,5	12,1	8,05	93	Eca
2x2,5	7,41	8,70	119	Eca
2x4	4,61	9,80	163	Eca
2x6	3,08	11,10	221	Eca
2x10	1,83	12,65	320	Eca
2x16	1,15	15,90	522	Eca
2x25	0,727	19,50	815	Eca
2x35	0,524	21,40	1.039	Eca
2x50	0,387	25,00	1.439	Eca
2x70	0,268	27,90	1.922	Eca
3G1,5	12,1	8,55	110	Eca
3G2,5	7,41	9,25	144	Eca
3G4	4,61	10,25	199	Eca
3G6	3,08	11,75	275	Eca
3G10	1,83	13,50	409	Eca
3x16	1,15	16,90	665	Eca
3x25	0,727	20,25	1.004	Eca
3x35	0,554	22,90	1.329	Eca
3x50	0,387	27,50	1.907	Eca

Sección (mm <sup>2</sup> )	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)	Clase
3x70	0,268	31,70	2.645	Eca
3x95	0,193	34,75	3.386	Eca
4G1,5	12,1	9,25	132	Eca
4G2,5	7,41	10,05	174	Eca
4G4	14,61	11,20	244	Eca
4G6	3,08	12,95	342	Eca
4G10	1,83	14,85	513	Eca
4x16	1,15	18,50	816	Eca
4x25	0,727	22,55	1.277	Eca
4x35	0,524	25,30	1.631	Eca
4x50	0,387	28,50	2.246	Eca
4x70	0,268	35,00	3.293	Eca
4x95	0,193	38,80	4.393	Eca
5G1,5	12,1	10,10	154	Eca
5G2,5	7,41	11,05	208	Eca
5G4	4,61	12,20	289	Eca
5G6	3,08	14,25	411	Eca
5G10	1,83	16,40	622	Eca
5G16	1,15	20,25	987	Eca
5G25	0,727	25,30	1.575	Eca
5G35	0,524	28,00	2.025	Eca
5G50	0,387	31,85	2.756	Eca
5G70	0,268	37,20	3.892	Eca
5G95	0,193	42,55	5.221	Eca
7G1,5	12,1	11,35	202	Eca
7G2,5	7,41	11,60	256	Eca
8G1,5	12,1	11,30	209	Eca
10G1,5	12,1	12,10	248	Eca
12G1,5	12,1	13,70	306	Eca
12G2,5	7,41	14,35	401	Eca
18G1,5	12,1	16,40	417	Eca
19G1,5	12,1	16,60	433	Eca
19G2,5	7,41	18,10	605	Eca
24G1,5	12,1	17,00	514	Eca
27G1,5	12,1	19,50	632	Eca
37G1,5	12,1	21,40	771	Eca
37G2,5	7,41	23,75	1.095	Eca

Los datos contenidos en esta página, son meramente informativos, no constituyendo compromiso contractual de ningún tipo por parte de Cables RCT. Así mismo Cables RCT, dentro de su proceso de mejora continua, se reserva el derecho de modificar sus especificaciones técnicas sin previo aviso. 30 septiembre 2021

cablesrct.com

Sede ZARAGOZA  
T. 976 500 120  
info@rct.es

Delegación BARCELONA  
T. 93 307 95 62  
bama@rct.es

Delegación MADRID  
T. 91 691 85 48  
madrid@rct.es

Delegación SEVILLA  
T. 954 354 946  
sevilla@rct.es

Delegación VALENCIA  
T. 96 375 90 70  
valencia@rct.es